



**Estudio para la aplicación de la tecnología blockchain  
y la gestión inteligente a la red eléctrica uruguaya.  
Caso de estudio: Recarga de vehículos eléctricos**

Autor:

Diego Ignacio Castro Santestevan

Maestría en Ingeniería de la Energía

Facultad de Ingeniería

*Universidad de la República*

Montevideo

2022



**Estudio para la aplicación de la tecnología blockchain  
y la gestión inteligente a la red eléctrica uruguaya.  
Caso de estudio: Recarga de vehículos eléctricos**

Autor:

Diego Ignacio Castro Santestevan

Tesis presentada con el objetivo de obtener el título de Magíster en  
Ingeniería de la Energía

Tutor de tesis:

Andrés Jesús Cardozo Fernández, Profesor Adjunto, MSc. Ing. Eléctrico.

Co-tutor de tesis:

Alejandro Mauricio Gutiérrez Arce, Profesor Agregado, Dr. Ing. Ind.  
Mecánico

Montevideo

2022

---

## Integrantes del Tribunal de la Defensa de la Tesis

Dr. Ing. José Cataldo

Dr. Ing. Mario Vignolo

Dr. Ing. Pablo Ezzati

Montevideo, Uruguay  
26 de setiembre del 2022

---

# Resumen

En la última década se transformó la matriz eléctrica de Uruguay logrando incorporar un elevado porcentaje de energías renovables intermitentes. Esto generó desafíos para la operación del sistema. A su vez, la migración hacia la movilidad eléctrica tiende a profundizar estos desafíos. Los sistemas de gestión de la demanda son posibles soluciones a esta problemática, en particular la gestión de cargas de vehículos eléctricos (VE). A medida que se agregan actores y nuevos equipos inteligentes a la red eléctrica se generan problemas asociados a la seguridad y privacidad. La tecnología blockchain tiene algunas características que la posicionan como una solución para abordar los problemas de sistemas de energía descentralizados.

En esta tesis de maestría se diseña una plataforma basada en blockchain para la coordinación de sesiones de carga de VE. Se realizan simulaciones con la herramienta SimSEE y se muestran los beneficios energéticos de su implementación comparados con un escenario en donde no se tiene la plataforma. Con la plataforma se logra reducir la potencia instalada y la energía de fuentes térmicas, permite incorporar mayor potencia de energía eólica y solar y reduce el costo de abastecimiento de la demanda.

A su vez, se estudia el impacto en la red eléctrica asociado a la penetración de VE en el futuro y se simulan los resultados que se tendrían con la plataforma de coordinación. Se concluye que se tendrán problemas en la red de distribución asociados a sesiones de carga descoordinada de VE con la actual infraestructura, y la gestión de sesiones de carga sería una solución efectiva para mitigar estos problemas y diferir inversiones.

Por último, se especifican los requerimientos necesarios para implementar la plataforma con la tecnología blockchain. En este trabajo no se desarrolla el código de la herramienta, solo se especifican las funciones que debe cumplir.

**PALABRAS CLAVE:** Energía renovable, vehículos eléctricos, gestión de la demanda, blockchain

# Abstract

In the last decade, the electrical matrix of Uruguay was transformed, managing to incorporate a high percentage of intermittent renewable energies. This created challenges for the operation of the system. In turn, the migration towards electric mobility tends to deepen these challenges. Demand management systems are possible solutions to this problem, in particular the management of electric vehicle (EV) charges. As actors and new intelligent equipment are added to the electrical network, problems associated with security and privacy are generated. Blockchain technology has some characteristics that position it as a solution to address the problems of decentralized energy systems. In this master's thesis, a blockchain-based platform for the coordination of EV charging sessions is designed. Simulations are performed with the SimSEE tool and the energy benefits of its implementation are shown compared to a scenario where the platform is not present. With the platform it is possible to reduce the installed power and the energy from thermal sources, it is possible to incorporate greater power from wind and solar energy and it reduces the cost of supplying the demand.

In turn, the impact on the electrical network associated with the penetration of EVs in the future is studied and the results that would be obtained with the coordination platform are simulated. It is concluded that there will be problems in the distribution network associated with uncoordinated EV charging sessions with the current infrastructure, and the management of charging sessions would be an effective solution to mitigate these problems and defer investments.

Finally, the necessary requirements to implement the platform with blockchain technology are specified. In this work the code of the tool is not developed, only the functions that it must fulfill are specified.

**KEYWORDS:** Renewable energy, electric vehicles, demand response, blockchain

# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>6</b>
1.1. Objetivos . . . . .	11
1.2. Metodología . . . . .	11
<b>2. Tecnología blockchain</b>	<b>12</b>
2.1. Funcionamiento de la red y transacciones . . . . .	12
2.2. Nodos y light clients . . . . .	14
2.3. Mecanismos de consenso . . . . .	15
2.4. Contratos inteligentes . . . . .	17
2.5. Blockchain y sistemas eléctricos . . . . .	18
2.5.1. Gestión de la demanda . . . . .	18
2.5.2. Facturación de energía eléctrica . . . . .	19
2.5.3. Trabajos relacionados . . . . .	20
<b>3. Movilidad eléctrica</b>	<b>24</b>
3.1. Demanda energética de VE en Uruguay . . . . .	25
3.2. Localización de los VE . . . . .	27
3.3. Infraestructura de carga de VE . . . . .	28
3.4. Baterías . . . . .	33
3.5. Situación en Uruguay . . . . .	35
<b>4. Sistema de gestión de la demanda</b>	<b>37</b>
4.1. Diseño de la plataforma . . . . .	39
4.2. Descripción de la plataforma . . . . .	41
4.2.1. Interfaz con el usuario . . . . .	41
4.2.2. Proceso de registro . . . . .	42
4.2.3. Actualización de la red de distribución . . . . .	42
4.2.4. Estimación de consumos y disponibilidad . . . . .	43
4.2.5. Red de carga de acceso público . . . . .	44
4.2.6. Agendado de sesión de carga . . . . .	45
4.2.7. Penalidades . . . . .	45
<b>5. Validación sistema de coordinación</b>	<b>47</b>
5.1. Utilización red blockchain . . . . .	47
5.2. Simulación SimSEE . . . . .	52

---

5.2.1. Configuración de las simulaciones . . . . .	52
5.2.2. Resultados simulación . . . . .	55
5.3. Algoritmo de coordinación . . . . .	58
5.3.1. Análisis sesiones de carga descoordinadas . . . . .	58
5.3.2. Simulación algoritmo de coordinación . . . . .	66
<b>6. Implementación del sistema</b>	<b>70</b>
6.1. Arquitectura del sistema . . . . .	71
6.2. Participantes del sistema . . . . .	75
6.2.1. UTE . . . . .	75
6.2.2. Despacho de cargas . . . . .	76
6.2.3. Participantes SAVE . . . . .	76
6.3. Características de la red blockchain . . . . .	76
6.4. Comunicación del SAVE y la blockchain . . . . .	77
6.4.1. Autorización . . . . .	78
6.4.2. Disponibilidad . . . . .	78
6.4.3. Medidas de energía . . . . .	79
6.4.4. Carga inteligente . . . . .	79
6.4.5. Reserva . . . . .	82
6.5. Aplicación usuario VE . . . . .	83
6.6. Contratos inteligentes . . . . .	83
<b>7. Conclusiones</b>	<b>84</b>
<b>8. Anexo</b>	<b>86</b>
<b>9. Referencias bibliográficas</b>	<b>88</b>

## 1. Introducción

La creciente conciencia sobre el impacto de las emisiones de dióxido de carbono en el calentamiento global ha llevado a una necesidad de aumentar el porcentaje de fuentes renovables en la generación de energía eléctrica. Esta necesidad sumada a la reducción de costos de algunas tecnologías renovables han marcado una tendencia a nivel mundial de aumento de capacidad de generación de dichas fuentes, lo cual se puede observar en la figura 1. En dicha gráfica se muestra la potencia instalada en el mundo en los últimos años, discriminando entre fuentes de energías renovables y no renovables. La línea roja muestra el porcentaje respecto al total de potencia instalada que representan las energías renovables, lo cual claramente muestra la tendencia mundial hacia la preferencia de este tipo de fuentes de energía.

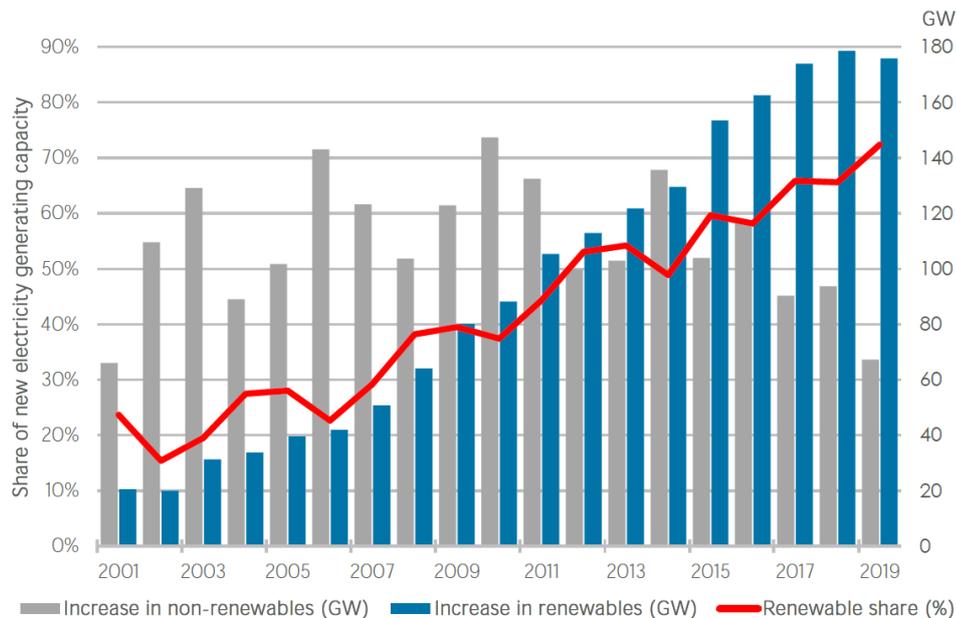


Figura 1: Aumento de capacidad de generación de energía eléctrica mundial. Obtenido de Renewable capacity highlights [36]

Como se puede ver en la figura 2, las energías eólica y solar son las dos que mayor crecimiento han tenido. En particular la tecnología solar fotovoltaica presenta una tendencia de reducción de costos por lo que se espera que su instalación continúe en aumento [36].

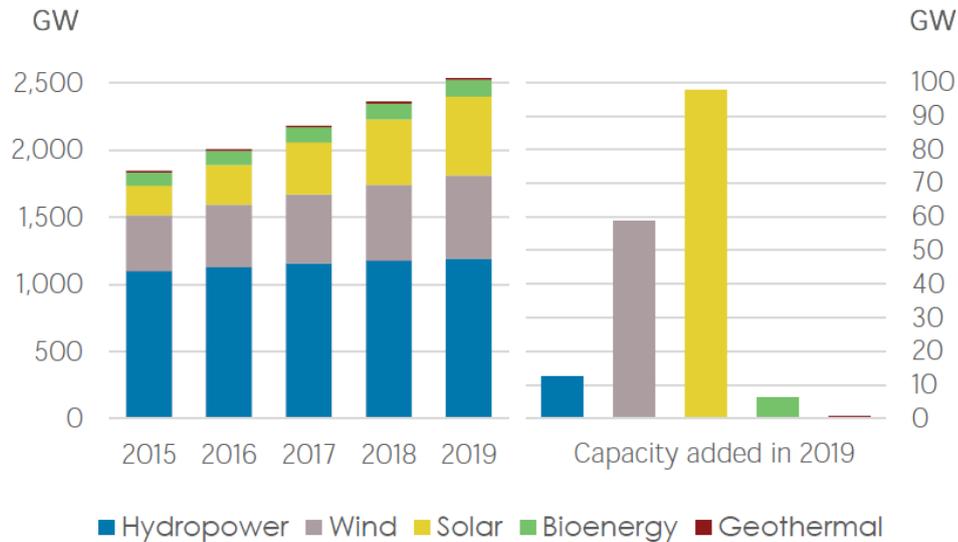


Figura 2: Evolución de la generación de electricidad a nivel mundial a partir de energías renovables, discriminada por fuente. Obtenido de Renewable capacity highlights [36].

En Uruguay en los últimos años se ha transformado la matriz energética, de manera que actualmente predominan las fuentes autóctonas y renovables. Por ejemplo, en el 2018 el 97 % de la energía eléctrica generada provino de fuentes renovables. En 2007 la potencia instalada de eólica y solar era prácticamente nula mientras que en 2018 pasó a ser de 1510,7 MW (31 % de la matriz) y 248,4 MW (5 % de la potencia instalada) respectivamente [53].

Las fuentes de generación eólica y solar tienen la característica de ser intermitentes ya que dependen de los recursos eólico y solar que tienen una variabilidad en la escala horaria. Toda la potencia generada por estas fuentes debe ser inyectada a la red eléctrica manteniendo el balance de potencia demandada y potencia generada por todos los generadores conectados a la red. Por lo tanto, se hace fundamental conocer el comportamiento de la generación eólica y solar para realizar una adecuada gestión del sistema eléctrico.

La incorporación de este gran porcentaje de fuentes intermitentes fue posible debido a nuevas tecnologías que se aplicaron para gestionar el despacho de estas fuentes. Por ejemplo, para la energía eólica se desarrollaron herramientas de pronóstico de generación en distintas ventanas de tiempo. Los métodos estadísticos se utilizan para los pronósticos de corto plazo mientras que para ventanas de tiempo más extensas, mayores a 4 horas, se debe recurrir a los métodos físicos que se basan en modelos de circulación general y de mesoescala atmosférica. Los modelos físicos son resueltos mediante simulaciones numéricas [5].

Se utilizan pronósticos de algunas semanas para tener en cuenta en la planificación

del despacho y pronósticos de muy corto plazo (hasta 8 horas) para realizar ajustes a lo planificado y facilitar la operación del sistema.

Recientemente, en un trabajo en Uruguay [22] se realiza un estudio en donde se comparan pronósticos en base a modelos híbridos de mesoescala y regresión lineal con modelos de mesoescala y redes neuronales, siendo estos últimos los que presentan menor error.

Por lo tanto, los pronósticos de energía eólica son un claro ejemplo de la necesidad y efectividad de incorporar nuevas tecnologías para poder operar con un sistema eléctrico que cada vez es más complejo al incorporar estas nuevas fuentes de generación intermitentes.

A su vez, en Uruguay también se implementó la estrategia de gestionar la variabilidad de generación con los embalses de las represas hidroeléctricas. Sin embargo, la capacidad de los embalses está saturada para este tipo de operación, por lo que se hace necesario buscar alternativas para poder seguir incorporando potencia eólica y solar [78].

La existencia de excedentes de energía es una consecuencia natural de minimizar el costo de generación del sistema uruguayo [29]. Por lo tanto, si se logran valorizar estos excedentes se puede obtener beneficios adicionales.

En otro trabajo[21] detallan la utilización de la aplicación VATES para la programación de la operación del sistema uruguayo, integrando los pronósticos de generación y el estado del sistema eléctrico. Con esta aplicación se pueden determinar con cierta anticipación los bloques de energía que pueden ser exportables, lo que es una herramienta útil para valorizar los excedentes de energía. A su vez, en este trabajo también se destaca la utilidad en el futuro de los sistemas de gestión de la demanda.

Existen varias alternativas para mitigar el efecto de la intermitencia. Los sistemas de acumulación de energía son una de estas. Poder acumular los excedentes de energía y volcarlos a la red en los tiempos en que el consumo es mayor, le da robustez y flexibilidad al sistema. Algunas tecnologías son las baterías, las represas de acumulación y bombeo, acumulación con aire comprimido y acumulación con aire líquido criogénico a baja presión, cada una con sus respectivas eficiencias y fortalezas particulares [51]. Un caso particular del anterior son las baterías de los vehículos eléctricos (en adelante VE). Se puede aprovechar la carga y descarga de las baterías de manera coordinada con las necesidades de potencia de las cargas de la red.

Por otro lado, la gestión de la demanda es otra de las estrategias para mitigar la intermitencia. Con el control de algunos dispositivos inteligentes e incentivos económicos es posible acompañar el consumo con la disponibilidad de generación.

Cualquiera de las alternativas mencionadas anteriormente (en el caso que la acumu-

lación de energía se realice por medio de baterías) presenta un desafío con respecto al control de los dispositivos o equipos involucrados.

Las redes inteligentes se posicionan como una posible solución para la gestión de los sistemas eléctricos futuros. Las mismas tienen flujos de energía bidireccionales, los consumidores juegan un rol activo al poder generar y vender energía y se requiere comunicación y tecnología informática para controlar la generación, estimar la demanda y predecir problemas en la red. Según Kuzlu [57], la incorporación de VE y generación distribuida agregan complejidades a los sistemas eléctricos las cuales pueden ser abordadas por las redes inteligentes.

Sin embargo, a medida que se incorporan dispositivos digitales a la infraestructura eléctrica, se generan vulnerabilidades asociadas a la ciberseguridad. En particular la migración hacia componentes de protección digitales implica riesgo de manipulación de los mismos con el fin de desabastecer cargas esenciales. Asimismo, la automatización de la infraestructura eléctrica por lo general utiliza una red de comunicación centralizada con una subestación central desde donde se monitorea y controla la misma. Esta central de control es un punto vulnerable de seguridad la cual puede ser atacada y comprometer toda la red [19].

Para el funcionamiento de las redes inteligentes es necesario registrar y compartir información de los consumidores, por ejemplo horarios y consumos. Esto implica un riesgo de vulnerar la privacidad de los usuarios en el caso de que haya filtraciones o accesos no permitidos a dicha información.

Blockchain es una estructura de datos digital, una base de datos compartida y distribuida que contiene transacciones guardadas en orden cronológico. Esta tecnología fue diseñada para facilitar transacciones distribuidas eliminando un administrador central. Como consecuencia, el blockchain puede ayudar a solucionar los desafíos que presentan los sistemas descentralizados de energía [50].

Esta tecnología tiene un gran potencial para lograr un uso efectivo de las redes inteligentes. Es una innovación prometedora que tiene varias aplicaciones en el entorno de las redes inteligentes [57].

El blockchain puede ser una solución apropiada para mejorar la integridad y fiabilidad de transacciones de energía e intercambio de información [28]. Además, según Brilliantova y Thurner [77], las principales aplicaciones de esta tecnología en la gestión y optimización de la red se pueden extender a las siguientes:

- Gestión de la demanda.

- Versatilidad de la red.
- Generación descentralizada.
- Gestión de equipamientos de la red.
- Sistema de carga de autos eléctricos.
- Intercambios de energía.
- Facturación y pagos.
- Certificados de carbono.

En [58] destaca que la transparencia es una cualidad deseada tanto en organismos públicos como en empresas privadas. A menudo los operadores del sistema de transmisión y distribución (TSO y DSO respectivamente) se ven envueltos en problemas legales con consumidores, prosumidores, y distribuidores de energía por problemas relacionados a robos de energía, variaciones de voltaje, pérdida de continuidad de servicio, daños en la red por fallas en instalaciones de clientes, etc. Gracias a la inmutabilidad, confiabilidad y transparencia del blockchain, estos problemas pueden ser resueltos.

Debido a estas características favorables y a la cualidad de profundizar y mejorar el funcionamiento de las redes inteligentes, el blockchain es un tema de estudio de gran interés en el sector eléctrico y muestra una tendencia de continuar en aumento [65].

## 1.1. **Objetivos**

El presente trabajo tiene como objetivo cuantificar los beneficios de la gestión de carga de vehículos eléctricos en el sistema eléctrico uruguayo, mediante una plataforma en donde los usuarios compartan la información referida a la carga de sus vehículos.

Por otro lado, se especificarán los requerimientos para que el sistema sea implementado con la tecnología blockchain, mostrando las ventajas de su utilización. En este trabajo no se desarrollará el código de la herramienta, solo se especificarán las funciones que debe cumplir.

## 1.2. **Metodología**

Para lograr los objetivos planteados se propone la siguiente metodología. En base a una revisión bibliográfica de distintos trabajos de aplicaciones blockchain a sistemas de energía eléctrica se propone una aplicación que contempla la realidad de Uruguay. Para evaluar su funcionamiento se realizan simulaciones del sistema propuesto y se evalúa si los objetivos de la tesis fueron concretados.

A continuación se describe brevemente el contenido de cada sección de la tesis. En la sección 2 se desarrollan los aspectos técnicos del blockchain y su funcionamiento. El objetivo de este apartado es introducir las principales características de la tecnología con el fin de brindar una idea general de su funcionamiento, no se pretende un análisis exhaustivo. También se analizan dos aplicaciones de blockchain en el sector eléctrico y se hace un estudio de los trabajos relacionados de la literatura existente. En particular se abordan mecanismos de gestión de la demanda. En la sección 3 se caracteriza el sector de movilidad eléctrica. Se analizan las perspectivas de crecimiento a nivel mundial y en Uruguay y se describe la tecnología de infraestructura de carga de vehículos eléctricos. En la sección 4 se desarrolla una propuesta de un sistema de coordinación de cargas de vehículos eléctricos con capacidad de respuesta de la demanda. En la sección 5 se describe el proceso seguido para validar la solución propuesta. Se analiza la conveniencia de utilizar la tecnología blockchain y se evalúan el impacto económico y los aspectos técnicos del sistema. En la sección 6 se especifican los componentes principales de la plataforma que son necesarios para la implementación del sistema de coordinación de cargas de vehículos eléctricos. Finalmente en el apartado 7 se concluye el trabajo.

## 2. Tecnología blockchain

En 2008 Satoshi Nakamoto propuso un sistema de pagos electrónicos llamado Bitcoin, el cual para su funcionamiento se desarrolló la tecnología Blockchain [72]. Según la definición elaborada por Pereira, Toscano y Villar:

“ Una blockchain es un libro mayor, implementado como una base de datos distribuida en una red, la cual puede ser pública o privada. En ella, se almacena de forma permanente (inmutable) un historial de transacciones mediante la utilización de nodos, los cuales pueden contar con diferentes permisos sobre la red. La blockchain garantiza la consistencia de los registros almacenados utilizando diferentes mecanismos de validación y consenso, actuando como una única fuente de verdad (canónica).” [60]

### 2.1. Funcionamiento de la red y transacciones

En un blockchain la información se va agregando en forma de transacciones, las cuales se agrupan en bloques que son agregados a la blockchain luego de ser validados (la validación se desarrolla en la sección 2.2). Cada bloque está encadenado con el bloque anterior a través del hash de dicho bloque. El hash es una función matemática la cual para un valor de entrada (número, palabras, textos, etc.) genera un único valor de salida formado por 64 caracteres (para el caso del hash-256). De esta manera, cada valor de entrada que se quiere encriptar tiene un único valor de hash tal que es prácticamente imposible determinar el valor de entrada solamente conociendo el valor del hash formado por los 64 caracteres. En la figura 3 se muestra un ejemplo, se puede ver que dos hashes son completamente distintos para valores de entrada casi iguales.

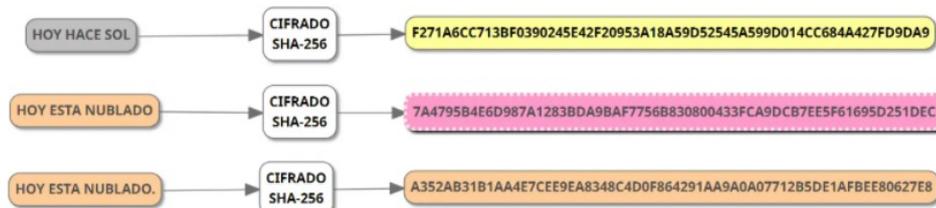


Figura 3: Ejemplos de hash-256. Obtenido de: [1]

Esta forma de “encadenar” los bloques se muestra en la figura 4. Cada bloque tiene un encabezado en donde figura el hash del bloque anterior y además tiene el hash de las transacciones que contiene el bloque. Por lo tanto, si alguien quiere alterar el bloque N-2 de la cadena, debe modificar todos los bloques hacia adelante, ya que se modifican

los hashes de los encabezados. Este mecanismo es el que hace extremadamente difícil modificar la información una vez que forma parte del blockchain [16].

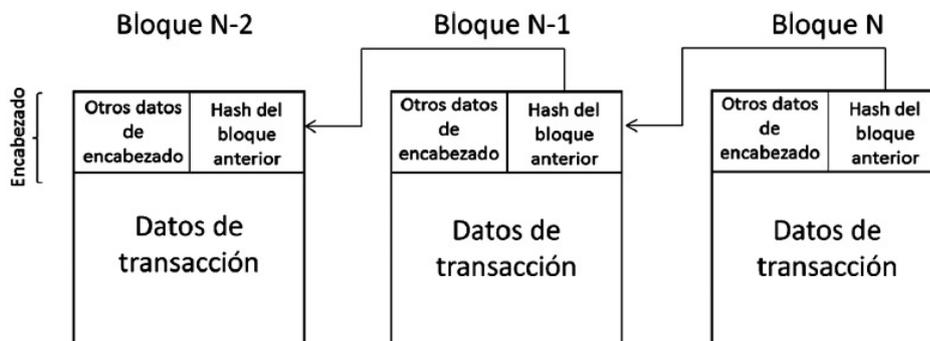


Figura 4: Estructura de bloques. Obtenido de [16]

Para garantizar la autenticidad e integridad de las transacciones, se utilizan las llaves público privada. Este mecanismo consiste en crear un par de llaves vinculadas matemáticamente entre sí, las cuales sirven para encriptar o firmar la información. Las llaves públicas son conocidas por todos, mientras que la llave privada sólo es conocida por el dueño de la misma, y es quien la utiliza para demostrar la autenticidad de la transacción.

El proceso de autenticación de una transacción es el siguiente. La transacción es encriptada con un hash criptográfico, y el hash es encriptado con la llave privada del emisor. Cuando se recibe la transacción, es desencriptada con la llave pública y se obtiene el hash. Luego, se calcula el hash nuevamente de la transacción y se verifica que sea igual al obtenido mediante la llave pública. De esta manera, se asegura que el emisor efectivamente realizó con su consentimiento la transacción, y además que la transacción no fue modificada [16]. Este proceso se muestra en la figura 5.

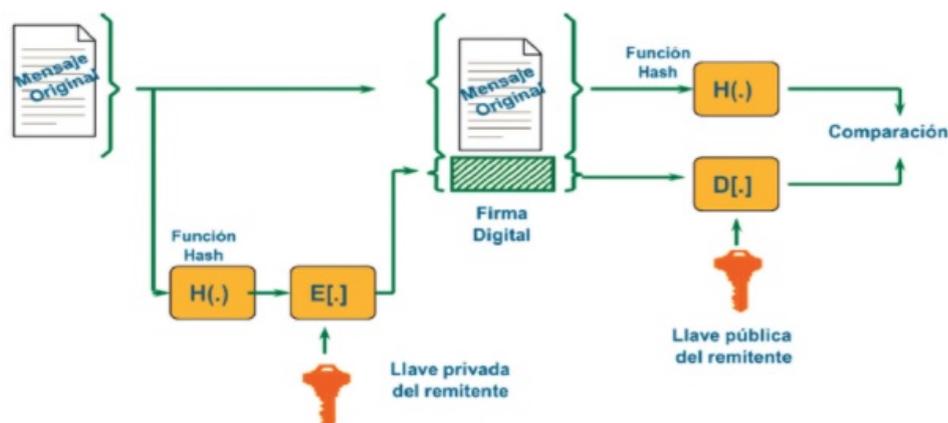


Figura 5: Proceso de autenticación de una transacción. Obtenido de [16]

## 2.2. Nodos y light clients

Una plataforma blockchain está formada por nodos, los cuales son los encargados de validar y agregar bloques a la cadena. Los nodos son computadoras que ejecutan el software del blockchain. Dependiendo si la red es pública o privada, los nodos pueden estar restringidos a determinados participantes o la participación puede ser libre, como es el caso de Bitcoin.

Los nodos deben descargar el histórico completo de todas las transacciones realizadas en la red para poder validar bloques, lo que requiere una capacidad de almacenamiento considerable. Por ejemplo, en 2019 las redes de Bitcoin y Ethereum requerían una capacidad de almacenamiento de 200 GB y 600 GB respectivamente [80].

A su vez, los nodos deben participar en el mecanismo de consenso correspondiente, como se ve en la siguiente sección. Por lo tanto, los dispositivos que quieren formar parte de la red blockchain requieren ciertas capacidades para ser nodos.

Un light client o light node es un nodo de la plataforma blockchain que solo descarga algunos datos pero igual pueden verificar la validez de los mismos. Los light nodes ejecutan un procedimiento para validar los bloques que no precisa tantos requerimientos como los nodos completos [20].

El light client puede realizar transacciones y solicitar información de la blockchain a un nodo sin tener que leer o descargar la blockchain completa. Solo necesita los encabezados de los bloques, los cuales tienen la información suficiente para determinar que la información sea confiable. Por lo tanto, un light client requiere baja capacidad de cómputo y no más de 100 MB de capacidad de almacenamiento [74].

### 2.3. Mecanismos de consenso

El proceso de validación de bloques es conocido como minar. Para que un bloque sea agregado a la blockchain, debe haber un consenso entre todos los mineros de la red de que dicho bloque es válido. Una vez validado el bloque por alguno de los mineros, el bloque es agregado a la blockchain y cada uno de los nodos actualiza su copia local del blockchain. De esta manera todas las copias quedan sincronizadas.

Existen varios mecanismos o protocolos de consenso. El más conocido, y el que utiliza Bitcoin, es el proof of work [42]. Este mecanismo consiste en encontrar un hash que cumpla con determinadas condiciones. Para encontrar dicho hash se deben utilizar dos parámetros como entrada de la función hash; la información que se quiere encriptar y un parámetro llamado nonce. El nonce es un parámetro aleatorio tal que junto con la información que se quiere encriptar genera el hash con las características requeridas. De esta manera, de forma iterativa se va modificando el nonce y obteniendo distintos hashes de salida hasta que se encuentra el valor deseado. Por ejemplo, una condición que se requiera para el hash de salida es que comience con ocho caracteres “0” a la izquierda, por lo que se tendrán que ir probando distintos nonce hasta que se logre el hash deseado.

En el caso de Bitcoin el hash se busca a partir de los datos del bloque que se quiere validar y un nonce. Para lograr esto, los nodos van modificando el nonce y probando hasta alcanzar la solución buscada. El primer nodo que encuentra el nonce correcto lo anuncia a la red, y el resto de los nodos verifican que sea correcto. Este proceso de iteración requiere poder de cómputo (lo que tiene un consumo energético), por lo que el nodo ganador recibe una recompensa por realizar dicha tarea. En el caso de Bitcoin el nodo ganador es recompensado con bitcoins.

Uno de los principales problemas del proof of work es el consumo energético requerido para mantener funcionando la red. Esto es una de las causas por las que se buscaron, y se siguen buscando, otros mecanismos de consenso. Según un artículo reciente, la red de Bitcoin tiene un consumo energético que supera al de algunos países (Vries, citado en [42]).

Con el objetivo de reducir el costo energético del protocolo de consenso, se desarrolló el proof of stake. También está diseñado para blockchain públicas y la participación para agregar bloques a la cadena es libre. El protocolo consiste en validadores que mantienen un depósito de criptomonedas, y esto les permite participar en ser seleccionados como validadores de bloques, obteniendo tokens mediante peajes por las transacciones validadas. La idea es que el validador tiene un incentivo para agregar bloques correctamente ya que de lo contrario si el blockchain no funciona bien, se puede devaluar el precio de la cripto-

moneda y se ve afectado su depósito. También en algunas variantes de este protocolo se quita parte de los tokens mantenidos como depósito en caso de comportamiento malicioso de un validador.

En las primeras versiones de este protocolo, por ejemplo utilizado en Peercoin, de todos los validadores que tienen un depósito hecho, se elige uno al azar para incorporar el próximo bloque a la cadena. En cambio, en otras plataformas, como Tendermint y la propuesta de Ethereum Casper, que implementaron algunas mejoras, todos los validadores votan (los votos se ponderan de acuerdo a los depósitos de cada nodo) si aceptar los bloques y solo se agregan al blockchain si se obtienen dos tercios o más de los votos. A su vez, a los validadores que votan maliciosamente se les quita criptomonedas de sus depósitos [42].

Proof of authority es un mecanismo que consiste en definir una cantidad de nodos los cuales pueden participar en la validación de bloques. Un bloque es aceptado y agregado a la cadena, cuando la mayoría de los nodos autorizados firman el bloque. Se puede agregar nodos validadores mediante votación [50].

Este mecanismo de consenso tiene la ventaja de que no consume tanta energía como el proof of work y tiene mayor capacidad de transacciones por segundo. Sin embargo, el mecanismo implica seleccionar nodos confiables para la validación, por lo que solamente es aplicable para blockchain privadas.

En la figura 6 se muestra una tabla con las características principales de los tres mecanismos de consenso vistos. Cabe destacar que solamente se comentaron los protocolos más conocidos, pero existen otros mecanismos de consenso, y además es un área de gran investigación, por lo que se pueden ir desarrollando nuevos mecanismos.

Property	Proof of Work	Proof of Stake	Proof of Authority
Blockchain Type	Public	Both	Permissioned
Peer Network Scalability	High	High	Medium
Transaction Throughput	Low	High	High
Transaction Finality	Probabilistic	Probabilistic	Absolute
Cost for Participation	Yes	Yes	No
Adversary tolerance	$\leq 50\%$	$\leq 33\%$	$\leq 50\%$
Anonymous Participants	(Pseudo-) Anonymous	(Pseudo-) Anonymous	No
Trust Model	Untrusted	Untrusted	Semi-trusted
Limitations & Example Attacks	Forks, selfish mining, high energy consumption	Forks, nothing at stake	Must trust validators

Figura 6: Comparación de mecanismos de consenso. Obtenido de [50]

## 2.4. Contratos inteligentes

Una de las características que hacen valiosa la tecnología blockchain son los contratos inteligentes. Los mismos son programas ejecutables que realizan cambios en la plataforma y pueden ser ejecutados automáticamente una vez que se cumplen determinadas condiciones [50]. En [60] los definen como “una porción de código trazable e irreversible, que se ejecuta automáticamente cuando se cumplen los términos especificados en el mismo, con el fin de verificar o ejecutar una transacción en la cadena de bloques”. Por lo tanto, su utilización permite eliminar intermediarios y automatizar procesos reduciendo los costos de las transacciones.

Una vez que se escribe el código del contrato tiene que ser validado y agregado en un bloque. De esta manera, el contrato queda inmutable y no puede ser modificado, ya que se cumple con las características de la información registrada en la blockchain. Una vez ingresado en la blockchain cada vez que se ejecute el contrato será ejecutado por todos los nodos que mantienen la red. Los contratos tienen asociada una clave pública mediante la cual se puede invocar su ejecución.

Por ejemplo, se puede definir el procedimiento para una subasta de un producto mediante un contrato inteligente desarrollado en la plataforma Ethereum [25], como se des-

cribe a continuación. Un comprador hace una transacción a la clave pública del contrato inteligente con la cantidad de Ether (criptomoneda de la plataforma Ethereum) que quiere ofertar por el producto. El contrato verifica si dicha cantidad es mayor a la registrada hasta el momento y si el comprador tiene dicha cantidad en su cuenta. En caso afirmativo se genera una reserva con la cantidad de Ether ofertada y se actualizan los datos de la clave pública del comprador. También se devuelve el depósito del comprador anterior con la mayor oferta. Una vez finalizado el tiempo estipulado de la subasta se efectúa automáticamente la transacción del comprador con mayor oferta al vendedor del producto [42].

## 2.5. Blockchain y sistemas eléctricos

En esta sección se desarrollan dos posibles aplicaciones de blockchain en el sistema eléctrico uruguayo. Estas son la medición y facturación de compras y ventas de energía eléctrica y la gestión de la demanda. Si bien, como se vió anteriormente, existen otras posibles aplicaciones en el sector eléctrico, solo se desarrollan estas dos ya que se consideran las que mejor se adecúan a la realidad de Uruguay.

### 2.5.1. Gestión de la demanda

Una alta penetración de fuentes renovables intermitentes en la red eléctrica requiere el desarrollo de mecanismos de gestión de la demanda [30]. Se entiende como gestión de la demanda a un sistema centralizado o descentralizado que directa o indirectamente interviene sobre el estado de los dispositivos conectados a la red. De esta manera se busca mover la demanda a los momentos en que se tiene disponibilidad de generación y mantener los parámetros del sistema dentro de los límites admitidos.

En particular, en un estudio reciente, se muestra la conveniencia de la aplicación de un sistema de control de la demanda en el sistema eléctrico uruguayo. Se lograría obtener un ahorro en los costos de generación y además se reduciría el estrés de operación de la red[15].

Las cargas se pueden dividir en tres grupos. Un primer grupo son las llamadas cargas críticas, las cuales no pueden ser controladas. Dentro de este grupo se encuentran por ejemplo las luces o computadoras. Otro grupo son las que están asociadas con acumulación de energía térmica, como por ejemplo calefones, heladeras o aires acondicionados. Por último están las cargas que pueden entregar energía a la red. Las dos últimas, son cargas que pueden ser controladas por un sistema de gestión de la demanda sin perjudicar el

confort del consumidor [7].

La gestión de la demanda se puede aplicar para intentar planificar la demanda de manera que la misma se ajuste lo más cercano posible a la disponibilidad de generación de energías intermitentes, como la eólica y solar. A su vez, se busca reducir los picos de demanda.

Se puede utilizar un mecanismo centralizado en donde el administrador de la red planifica las cargas en función de la disponibilidad de energía de manera de optimizar los recursos. Luego controla las cargas directamente de acuerdo a la planificación. Para esto es necesario un sistema de comunicación centralizado que actúe sobre los equipos de los clientes y otros equipos de la red eléctrica.

Otra forma es mediante un sistema descentralizado, es decir generando un sistema de precios dinámicos o incentivos de manera que los propios consumidores busquen adecuar su consumo a los momentos de menor precio. Sin embargo, según el análisis de Malik y Ravishankar [7], es necesario aplicar un mecanismo colaborativo para coordinar los consumos ya que de lo contrario se puede dar un efecto de cambio de curva. Es decir, en el caso que cada consumidor busque minimizar su costo sin tener en cuenta el resto de los participantes, puede pasar que el pico de la demanda se mueva a las horas valle.

Otros mecanismos de gestión de la demanda se enfocan en dar una respuesta casi en tiempo real. Estos sistemas detectan desbalances con respecto a la planificación y emiten eventos de respuesta de la demanda que buscan corregir el desbalance.

Por otro lado, para mantener los valores de la frecuencia dentro de los parámetros admisibles, también se puede recurrir a la gestión de la demanda en tiempo real. En este caso también se pueden implementar mecanismos centralizados o descentralizados. Ambos presentan sus ventajas y desventajas. El control centralizado implica un alto costo asociado a mantener la seguridad de la red de comunicación y presenta una carga computacional muy elevada para manejar todas las cargas. Por otro lado, el control descentralizado requiere un alto costo en los equipos de medición de la frecuencia y tienen dificultades en cuanto a la precisión de la medida [7].

### **2.5.2. Facturación de energía eléctrica**

Una de las posibilidades de implementación de blockchain en el sistema eléctrico es la medición y facturación de energía eléctrica. Integrado con una infraestructura de medidores inteligentes, el blockchain provee la oportunidad de la facturación automática de energía de consumidores y generadores, lo que viene acompañado de una potencial reducción de costos administrativos [50].

La medición de energía con medidores inteligentes se puede realizar con una infraestructura centralizada en donde se almacenan los datos en el servidor del operador de la red. Sin embargo, si se utiliza un blockchain, se pueden mejorar las condiciones de seguridad del sistema al eliminar el punto de falla central.

El blockchain también permite una fácil auditabilidad de los datos, lo que permite reducir costos en auditorías y evitar costos asociados a disputas por diferencias de energía entre las distintas partes.

En Europa se ha experimentado con una plataforma de compra y venta de energía en donde se puede comprar en las modalidades del día anterior, mensual y anualmente [50].

Por otro lado, es posible implementar el pago en forma electrónica mediante la utilización de una criptomoneda. Existen varias empresas distribuidoras de energía que aceptan el pago de facturas con criptomonedas, por ejemplo BAS Nederland, Enercity, Elegant y Marunebi [50]. Esto puede reducir el costo asociado a intermediarios, como bancos o empresas de pagos y cobranzas.

### 2.5.3. Trabajos relacionados

En [45], se propone una arquitectura en base a blockchain con el fin de mover el consumo de las horas pico, a través de recompensas a los usuarios que lo hacen. La red blockchain se basa en un consorcio de nodos que validan las transacciones y que utilizan un consenso de proof of work. Cada consumidor o prosumidor tiene un medidor inteligente el cual entrega los datos a los nodos del blockchain cada cierto tiempo, por ejemplo cada 24 horas. Los nodos calculan las recompensas y las agregan a cada bloque generado. Las recompensas se generan de acuerdo a un criterio simple predefinido por la distribuidora. Esta define un consumo máximo  $T$  en las horas pico, y a los consumidores o prosumidores que consuman menos que  $T$  se les recompensa según un criterio también predefinido. Luego, los nodos juntan toda la información de cada mes y la envían a las distribuidoras para que facturen a sus clientes, considerando las respectivas recompensas.

En [37], se discuten los mercados locales con el fin de balancear las fuentes de energía renovables conectadas a la red de distribución. Argumentan que muchas de las aplicaciones blockchain que implementan soluciones de este tipo no tienen en cuenta las restricciones en la red eléctrica. Por lo tanto, proponen un método de mercado local que considere en los precios de intercambio el costo de utilización de la red. Para esto, para cada transacción propuesta, calcula el flujo de energía y la variación de voltaje asociado. De esta manera se evalúa si es posible habilitar la transacción. Además, incorpora al precio de venta de la energía, los costos asociados a las variaciones del estado de la red (voltajes y congestión

en las líneas).

En [59] también se plantea la problemática de no considerar las restricciones de la red en los intercambios de energía basados en blockchain. En este caso presentan una metodología para trazar las pérdidas de energía asociadas a cada transacción.

El trabajo de [18] también aborda el intercambio de energía entre usuarios mediante plataformas blockchain, destacando beneficios en cuanto a la mejora en la seguridad del sistema. Sin embargo, no profundiza en los aspectos técnicos sobre la red eléctrica ni sobre la tecnología blockchain.

En [66] proponen un mercado local entre usuarios. Los precios se fijan con mecanismo de doble subasta cerrada. Utilizan un mecanismo en donde todos los prosumidores ofertan precios y se elige el menor para todas las ventas de las transacciones en un determinado tiempo. Se prioriza el intercambio entre usuarios más cercanos para minimizar pérdidas. Describe detalladamente el funcionamiento de los contratos inteligentes para el intercambio de energía. Para validar su propuesta realizan simulaciones de compra y venta de energía utilizando Ethereum [25] como plataforma de intercambio. Sin embargo, no se simula la operación del sistema eléctrico en un programa de flujo de energía.

En [7] discuten mecanismos de gestión de la demanda en redes inteligentes centralizados y descentralizados. En particular muestran la importancia de considerar mecanismos cooperativos de planificación de las cargas elásticas de los clientes. No solamente se debe buscar maximizar la ganancia de cada cliente ya que se puede generar un movimiento de los picos de demanda a horarios de menor precio, lo que sigue sin resolver los problemas de la red global.

En [63], proponen un sistema de gestión de energía para un conjunto de casas inteligentes basado en blockchain. Buscan planificar el consumo de las casas de acuerdo a la producción local. Realizan simulaciones con datos de producción real logrando menores costos de energía para la comunidad de casas y reduciendo picos de demanda para la red. Utilizan la plataforma pública de Ethereum, por lo que el sistema puede escalar hasta unas 100 casas inteligentes. Un trabajo similar [49] plantea planificación de las cargas de una comunidad de casas inteligentes mediante teoría de juegos, en donde se logra minimizar el costo de energía tanto de cada casa como del conjunto de la comunidad. Se utiliza blockchain y contratos inteligentes para el intercambio de energía, en el que participan las casas de la comunidad y un distribuidor de energía.

Horta [38] plantea una arquitectura jerárquica basada en blockchain en donde se crean mercados locales en los cuales participan casas inteligentes, proveedores de servicios de red y el operador del sistema de distribución (DSO). Los mercados locales funcionan bajo

subastas y buscan el balance local de energía. Se plantean tres períodos de intercambio, uno en el día anterior, otro casi en tiempo real y un tercero en un tiempo intermedio. Se hace una simulación de la performance del blockchain, evalúan tiempos de confirmación según tamaño de la red y forks (un forks se denomina cuando la cadena de bloques se bifurca debido a que dos mineros validan de forma simultánea un bloque y se generan problemas de sincronización los cuales deben ser resueltos).

En [9] implementan un mercado local de energía con un mecanismo de mercado de doble subasta. Validan su propuesta mediante una simulación de flujo de energía. A su vez, realizan una simulación con python para el intercambio de energía con blockchain.

En otro trabajo [15], se realizan simulaciones del despacho de energía en Uruguay para cuatro escenarios (según recurso hidráulico alto, medio y bajo) considerando un caso solamente con una demanda inelástica, y otro caso en donde se tiene un 30% de demanda elástica. Se calculan los costos de generación para cada caso y concluye que se puede ahorrar entre 4,7% y 2,1% en el caso con demanda elástica. Lo que implica un mayor ahorro absoluto en casos de bajo recurso hidráulico. A su vez, muestra que con una demanda elástica la energía eólica se compensa con menos unidades hidráulicas, lo que facilita el control de la frecuencia de la red, ya que cuanto más unidades participan en el abastecimiento de energía más difícil es el control de la frecuencia.

En otro artículo [30], se propone un mecanismo de gestión de la demanda en tiempo real en donde solo participan el operador de la red y los consumidores asociados a un proveedor de servicios de flexibilidad (PSF). Los consumidores controlan sus dispositivos inteligentes a cambio de recompensas (lo hacen a través de software en base a parámetros establecidos por los consumidores). En determinado momento el operador de la red fija una recompensa para una reducción de consumo necesaria para la red. El PSF distribuye la recompensa entre sus usuarios con capacidad de respuesta con el objetivo de satisfacer la reducción. Para esto realiza una subasta en donde, mediante el uso de tecnología blockchain, solo se revela al PSF los datos necesarios para que este realice la distribución de recompensas eficientemente. De esta forma logran una solución que incentiva al usuario, respeta su privacidad y no tiene problemas de escalabilidad.

En [14], se propone un sistema de gestión de la demanda en tiempo real mediante la gestión de eventos de Respuesta de Demanda (DR). Mediante un contrato inteligente se miden los desbalances en la red y se generan automáticamente DR para que los prosumidores conectados a la red de media y baja tensión puedan modificar su consumo y lograr el balance de potencia requerido. Otro contrato inteligente controla las recompensas y penalizaciones de los prosumidores por modificar su consumo de acuerdo a lo estipulado.

En el trabajo se realizó un prototipo con 12 nodos utilizando la red de Ethereum y mediciones de consumos reales, logrando buenos resultados de ajuste de los consumos a lo solicitado.

### 3. Movilidad eléctrica

La movilidad eléctrica ha tenido un aumento significativo en los últimos años. En la figura 7 se muestran la cantidad de vehículos de pasajeros eléctricos híbridos enchufables (PHEV) y a batería (BEV) a nivel mundial. Se espera que esta tendencia se mantenga ya que descarbonizar el sector del transporte es fundamental para evitar el agravamiento del calentamiento global.

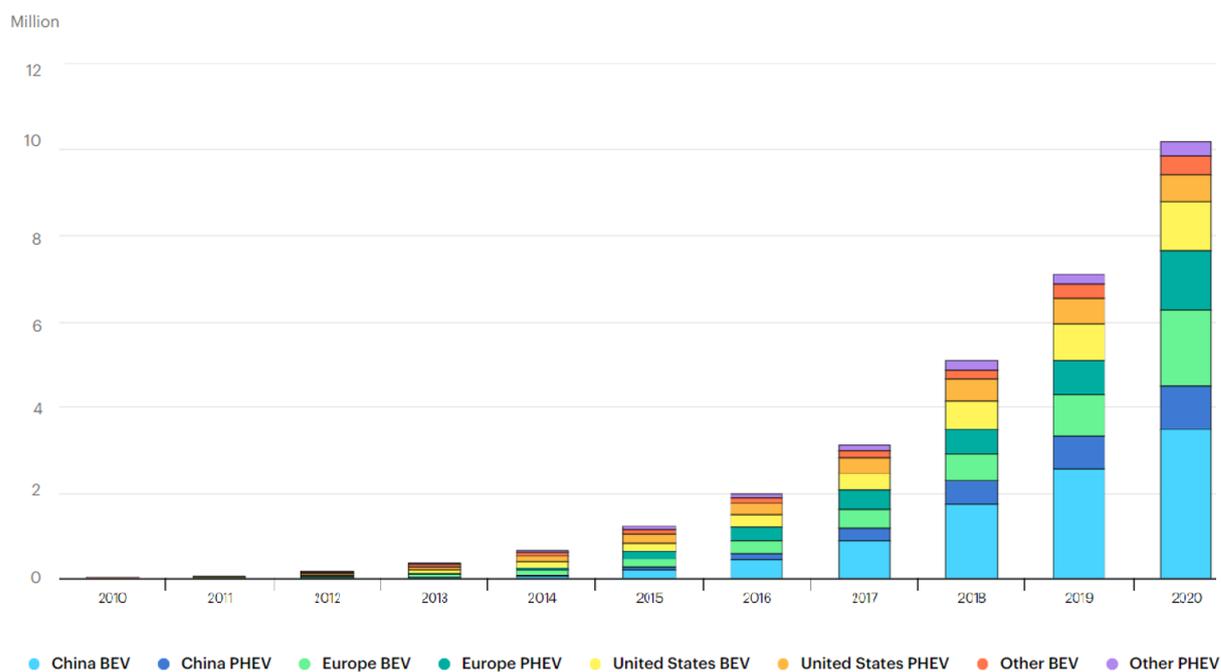


Figura 7: Evolución de vehículos eléctricos en el mundo. Obtenido de [31]

La carga de los VE es una de las principales demandas que pueden ser gestionadas con el objetivo de optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico. Existen varios trabajos que buscan la gestión inteligente de las sesiones de cargas de VE en Uruguay. En [71], plantean una arquitectura en donde proveedores de servicios de carga agrupan varios VE y pueden participar en el mercado eléctrico mayorista brindando servicios de flexibilidad al operador de la red. Estas empresas intercambian información con sus clientes y el operador, referente a precios dinámicos y perfiles de carga, y realizan una planificación de las cargas en el día anterior. En otro trabajo [27] realizan un estudio sobre los impactos en las baterías de VE asociados a aplicaciones en donde los vehículos aportan energía a la red eléctrica.

En el marco del crecimiento del uso de VE, en este capítulo se busca caracterizar este sector en Uruguay y poder evaluar un escenario en donde se plantee un sistema de gestión

de la demanda.

### 3.1. Demanda energética de VE en Uruguay

Para estimar la evolución de la demanda energética de la movilidad eléctrica en los próximos años, se utiliza el informe del 2018 elaborado por la Dirección Nacional de Energía del MIEM [55], en donde se realiza un estudio prospectivo de la evolución de la demanda energética uruguaya, en particular la demanda de los VE, para varios escenarios.

Para este estudio se considera el escenario más optimista del informe, en donde la penetración de vehículos eléctricos es mayor, ya que es el escenario en donde mayor impacto tendría un mecanismo de gestión de la demanda.

Con los datos del informe se construye el cuadro 1, en donde se puede ver la incorporación de VE hasta el 2035 discriminados en autos livianos, ómnibus, birodados y taxis. Se puede observar que según las hipótesis del estudio, el porcentaje de vehículos livianos eléctricos, que son los más numerosos, será de 10 % en el 2035.

Año	Livianos		Buses		Birodados		Taxis	
	VE	%VE	VE	%VE	VE	%VE	VE	%VE
2015	5	0,0 %	0	0,0 %	1106	0,2 %	4	0,1 %
2020	156	0,0 %	34	1,5 %	2214	0,4 %	220	3,0 %
2025	31835	5,0 %	116	5,0 %	7282	1,2 %	748	10,0 %
2030	59308	8,0 %	292	12,5 %	17300	2,6 %	1521	20,0 %
2035	82577	10,0 %	710	30,0 %	29184	4,0 %	2311	30,0 %

Cuadro 1: Evolución de la cantidad de vehículos eléctricos en Uruguay. Fuente [55].

Para determinar los recorridos medios de los autos livianos y los birodados, se utilizan los mismos datos del informe de consumo de cada categoría, obtenidos de la encuesta de “Características del Sector Residencial 2013” desarrollada por el MIEM [54]. Para los vehículos livianos, se divide el rendimiento promedio de 14,3 km/L entre el consumo semanal de combustible, obtenido mediante el promedio de consumo de 24 litros de Nafta y 30 litros de Gasoil por semana, por auto. En el caso de los birodados, en la encuesta se especifica un recorrido medio de 15,4 km de lunes a viernes y 9,3 km los fines de semana.

Los recorridos medios de los ómnibus son de 6550 km/mes según un informe de la Intendencia Municipal de Montevideo [34]. Por otro lado, en otro informe de la IMM [33], el recorrido medio de un taxi en Montevideo es de 255,3 km/día.

Para los rendimientos energéticos de los autos livianos y los ómnibus, se utilizaron los datos de un estudio realizado en Chile [26], mientras que para los birodados, considerando la gran variedad de modelos, se estimó el doble del rendimiento de los autos livianos. En el cuadro 2 se muestran los resultados.

Tipo de VE	Recorrido medio (km/día)	Rendimiento (km/kWh)	Consumo diario (kWh)
Livianos	55,2	6,0	9,2
Buses	218,3	1,0	218,3
Birodados	12,2	12,0	1,0
Taxis	255,3	6,0	42,6

Cuadro 2: Características de consumo energético de vehículos eléctricos. Fuente:[34], [33], [26] y [54] .

A partir de la evolución de la cantidad de VE y los consumos medios diarios del cuadro 2 se calculan los consumos energéticos diarios de cada tipo de vehículo. Los resultados se muestran en el cuadro 3.

Consumo diario (MWh)					
Año	2015	2020	2025	2030	2035
Livianos	0	1	293	545	759
Buses	0	7	25	63	155
Birodados	1	2	7	17	29
Taxis	0	9	31	64	98
Total	1	19	356	689	1041

Cuadro 3: Evolución de consumo energético de vehículos eléctricos en Uruguay. Elaboración propia.

### 3.2. Localización de los VE

En esta sección se realiza una estimación de la distribución espacial de los cargadores en Montevideo, que es donde se deberían tener mayor cantidad de vehículos eléctricos en función de la densidad de población.

Para determinar la cantidad de cargadores instalados en la zona mencionada, primero se determina el porcentaje de VE (cuadro 1) de Montevideo de acuerdo al porcentaje de población del departamento con respecto al total del país, el cual es de 40,1 % [32]. Se toma como hipótesis que en la zona de estudio no existen cargadores de ómnibus y taxis, por lo que solo se consideran los cargadores asociados a vehículos livianos y birodados. Luego se estima la distribución de cargadores en Montevideo de acuerdo a la cantidad de hogares por municipio y ponderado por el ingreso medio de dichos hogares, como se muestra en el cuadro 4.

Municipio	Hogares	%Hogares	Ingreso medio por hogar	Ponderación por ingreso	% VE
A	66931	13,7	50455	0,71	9,8 %
B	69709	14,3	73437	1,04	14,9 %
C	58502	12,0	74914	1,06	12,7 %
CH	70196	14,4	106035	1,5	21,7 %
D	59720	12,3	51691	0,73	9,0 %
E	57118	11,7	99164	1,4	16,5 %
F	54301	11,1	49452	0,7	7,8 %
G	50621	10,4	59495	0,84	8,8 %

Cuadro 4: Distribución de cargadores de VE en Montevideo según municipio. Elaboración propia en base a datos de [35]

Como se puede ver, en donde se tendrá mayor cantidad de VE será en los municipios CH y E. Del cuadro 4 y considerando el porcentaje de población de Montevideo se obtiene la cantidad de VE por municipio, como se muestra en el cuadro 5.

Cantidad VE en año 2035		
Municipios	Livianos	Birodados
F	2586	914
G	2901	1025
D	2973	1051
A	3253	1150
C	4221	1492
B	4931	1743
E	5455	1928
CH	7169	2534

Cuadro 5: Cantidad de VE por municipio. Elaboración propia

### 3.3. Infraestructura de carga de VE

En esta sección se describen las principales características y los tipos de infraestructura de carga que existen, lo que abarca los modos de carga, el tipo de conector y el Sistema de Alimentación de Vehículo Eléctrico (SAVE).

Un SAVE es un equipo que permite la gestión de la carga de forma segura, y se ubica entre el VE y la red eléctrica. La carga se puede realizar en corriente alterna o en corriente continua. Cabe destacar que el cargador se encuentra siempre en el vehículo, el SAVE es solamente el equipo que permite la gestión y la circulación de la energía. Se pueden diferenciar los siguientes tres bloques que componen el SAVE.

El bloque de comunicación permite la comunicación entre el VE y el SAVE. En la figura 8 se muestra un circuito típico para realizar la comunicación con el VE. A través del Contact Pilot, antes de comenzar la carga, el SAVE verifica los siguientes puntos.

- Verifica si el VE está correctamente conectado al SAVE.
- Verifica la corriente máxima admitida por el cable del conector, a través de una resistencia codificada. En el caso de que la corriente sea menor a la entregada por el SAVE no se permite la carga.
- Verifica que la conexión a tierra del VE esté conectada correctamente al SAVE.

El SAVE genera una onda cuadrada de 12V y 1 kHz y se obtiene la siguiente información en función del voltaje medido.

- 12V: el vehículo está desconectado.
- 9V: el cable está conectado en el VE y el SAVE.
- 6V: el vehículo está listo para recibir energía.

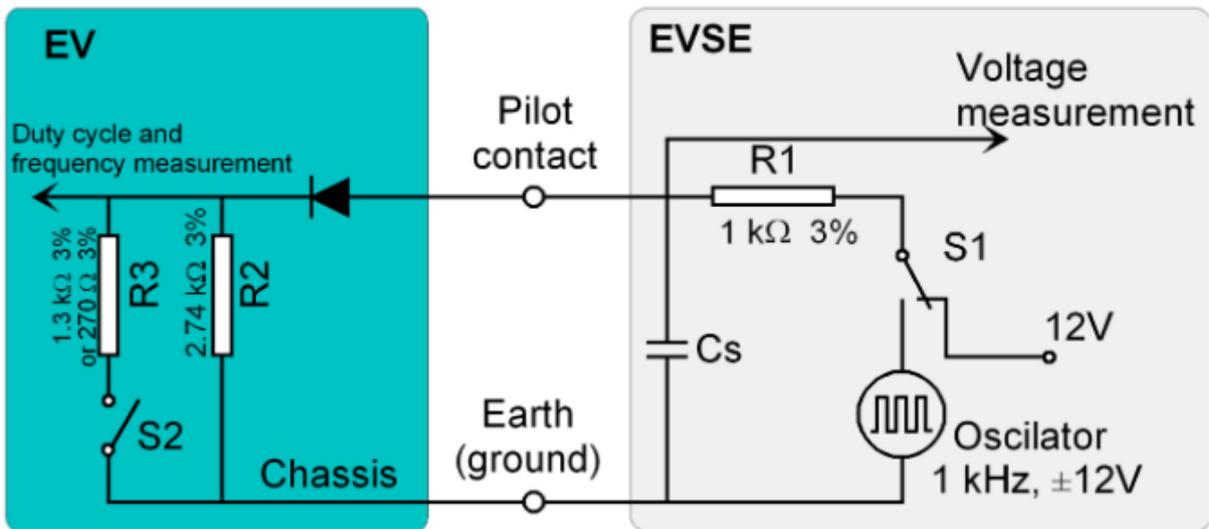


Figura 8: Circuito piloto típico según la norma IEC 61851-1. Obtenido de [61]

El bloque de potencia comprende la protección termomagnética, la protección contra fugas a tierra, un contactor y el relé de comando para el control de la carga.

Por último, el tercer bloque corresponde a los equipos que permiten la gestión de la carga y la comunicación con un servidor externo. Este bloque está compuesto por una computadora que se comunica con el servidor central, una placa controladora para ejecutar las acciones y puede tener un modem para conexión WiFi. Permite ciertas acciones definidas por el sistema central tales como la autenticación, el registro de energía o la carga de acuerdo a un cronograma, entre otros. Por ejemplo, muchos SAVE utilizan el protocolo de comunicación estandarizado OCPP 1.6 o 2.0 desarrollado por el Open Charge Alliance [62], el cual define las comunicaciones mantenidas entre un SAVE y un sistema central. En el capítulo 6 se profundiza sobre el OCPP. Este protocolo es el más utilizado a nivel mundial, y es el que solicita UTE para la compra de equipos SAVE.

En un trabajo reciente [52], se desarrolla un SAVE utilizando un Raspberry para la comunicación con el Servidor Central y un Arduino para las comunicaciones con el VE. Para el Raspberry se utilizó el lenguaje NodeJS. A su vez, se utiliza un módem para crear una red privada WiFi VPN y el Raspberry se conecta a esta red. Para la comunicación con el VE utilizan la norma IEC 61851-1 mientras que para la comunicación

con el sistema central utilizan el protocolo OCPP 1.6. Esta última elección se debe a que UTE tiene desarrollado un sistema “CargaMe” para la gestión de cargas de la red pública de cargadores de UTE, y utiliza el protocolo OCPP 1.6.

En el circuito de potencia se utilizó una llave termomagnética y una llave diferencial trifásicas, una llave termomagnética monofásica, un contactor, un relé y un medidor de energía. En la figura 9 se muestra el esquema de la arquitectura del equipo.

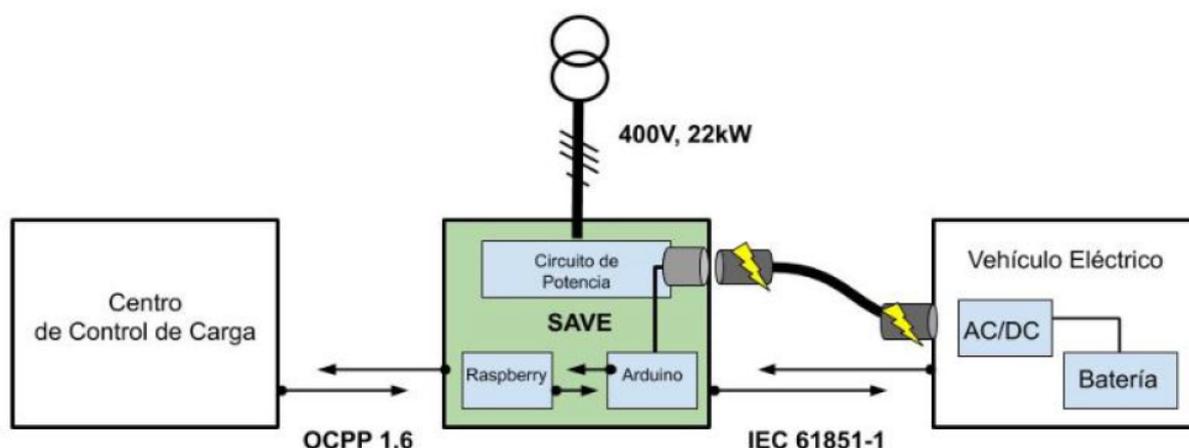


Figura 9: Esquema de la arquitectura del SAVE. Obtenido de [52]

Otro punto a tener en cuenta es el tipo de cable que se utiliza. El Tipo A es un cable fijo al VE con un conector para enchufar al SAVE. El Tipo B es un cable portátil con conectores en ambos extremos para conectarse al VE y el SAVE. El cable Tipo C es un cable fijo al SAVE que tiene un conector para conectarse al VE [75].

Según la norma IEC 61851-1 se definen cuatro modos de carga en función de las características de la infraestructura utilizada, los que se detallan en [61].

- Modo 1: La carga se realiza mediante un tomacorriente monofásico o trifásico de hasta 16A con protección termomagnética y una llave diferencial. No se tiene comunicación en este modo.
- Modo 2: La carga se realiza mediante un tomacorriente monofásico o trifásico de hasta 32A mediante un cable particular que posee un cable conectado al borne Control Pilot que permite la comunicación con el VE para identificar la corriente máxima del dispositivo de carga.
- Modo 3: La carga se realiza en corriente alterna a través de un dispositivo SAVE que tiene instalado las protecciones y permite la comunicación con el VE para identificar la corriente máxima del dispositivo de carga.

- Modo 4: Este modo es igual al anterior pero la carga es mediante corriente continua.

Se tienen distintas velocidades de carga dependiendo de la capacidad máxima del SAVE y la capacidad máxima que admite el cargador del VE. En la página de movilidad de UTE se detallan las siguientes velocidades y potencias de carga [75].

- Lenta (de emergencia) : 2,2 kW de potencia (Schuko)
- Estándar : 3,7 a 7,4 kW de potencia (SAVE)
- Semi rápida : 22 kW de potencia (SAVE)
- Rápida : 43 kW de potencia (SAVE)
- Ultra rápida: 120 kW de potencia (SAVE)

Para potencias mayores a 50 kW se utiliza el Modo 4 de carga.

Existen varios tipos de conectores desarrollados por distintos fabricantes, utilizados para carga en corriente alterna y en corriente continua. En distintas regiones existen normativas que buscan estandarizar los tipos de conectores. En la figura 10 se muestra un resumen de los conectores estandarizados en las distintas regiones. A continuación se describen las principales características de algunos tipos de conectores detallados en el trabajo de [52].

- El toma schuko es el conector más básico que se tiene en el mercado, el cual es el mismo que se utiliza para los electrodomésticos. Es monofásico, tiene dos bornes y una tierra y admite una corriente de hasta 16A. Este conector es utilizado en cargas lentas en el Modo 1.
- El conector Yazaki Tipo 1 es el estándar en Japón y Estados Unidos y permite cargas monofásicas en corriente alterna en Modo 1 (hasta 16A) y en Modo 2 para carga rápida (hasta 63A). Tiene dos bornes de fase, una tierra, un borne PP para detectar proximidad y si el VE se mueve, y un borne CP para la comunicación con el VE.
- El conector Tipo 2 o Mennekes es un conector para alterna y permite cargas trifásicas de hasta 63A (44 kW) o cargas monofásicas de hasta 16A (3,5 kW). Tiene 3 bornes, una tierra y los bornes CP y PP igual que el Tipo 1.

- El conector GB/T es utilizado en China para cargas rápidas en corriente alterna. También tiene 3 fases, una tierra y las dos borneras de comunicación, por lo que es compatible con el Tipo 2. También se tiene el GB/T para corriente continua.
- El conector CHAdeMO es el estándar en Japón y es apto para cargas super rápidas en continua. Tiene 10 bornes en total.
- Por último, se tiene el Combo 1 (CCS1) y Combo 2 (CCS2). El conector CCS1 tiene una parte que es macho y un adaptador hembra. El macho permite la carga en corriente continua, con borne de tierra y bornes PP y CP. Cuando se pone el adaptador hembra, se puede realizar cargas en corriente alterna monofásica. El CCS2 es igual al CCS1 pero permite cargas trifásicas.

Tipo de Corriente	Región			
	Japón	Norteamérica	Europa	China
AC				
Estándar	J1772 (Tipo 1)		IEC 62196 (Tipo 2)	GB/T
DC				
Estándar	CHAdeMo	CCS1	CCS2	GB/T

Figura 10: Tipos de conectores según estandarizados según región. Obtenido de [43]

En Uruguay, UNIT aprobó dos normativas en referencia a la infraestructura de carga de VE. Una es la norma UNIT – IEC 61851-1:2017 la cual hace referencia a la comunicación entre el VE y el SAVE. La segunda es la norma UNIT - 1234:2020 (“Sistema conductivo

de carga para vehículos eléctricos - Fichas, tomacorrientes, conectores del vehículo y conexiones de entrada del vehículo - Formatos normalizados”) la cual abarca los conectores y los tomacorrientes, y tiene como referencia las normativas UNIT-IEC 61851-1 y IEC 62196-1. Los vehículos que se comercializan en Uruguay vienen con el conector Tipo 2, aprobado por UNIT.

### 3.4. Baterías

La batería es uno de los componentes centrales en el vehículo eléctrico. El desarrollo tecnológico y los costos asociados a las baterías es determinante para el futuro de la movilidad eléctrica.

En esta sección se describen las principales características de las baterías y las distintas tecnologías existentes.

Existen diferentes capacidades de baterías de distintos modelos de vehículos, desde unos 16-20 kWh hasta los VE con mayores autonomías de 85 kWh [3].

En [2] se especifican los parámetros más importantes que definen a una batería:

- Densidad de energía [Wh/kg]
- Densidad de potencia [W/kg]
- Capacidad de energía [Ah]
- Longevidad
- Seguridad
- Costo
- Voltaje de celda

Las baterías más utilizadas comercialmente son electroquímicas, las cuales son un conjunto de celdas. Las celdas están compuestas por dos electrodos (cátodo y ánodo) y un electrolito. La conversión de energía química a energía eléctrica se produce mediante la oxidación del ánodo y reducción del cátodo, liberando un flujo de electrones que circula por la carga conectada a la celda y un flujo de iones que se conducen a través del electrolito.

Se define la profundidad de descarga (DoD por sus siglas en inglés) de la batería como el porcentaje al que es descargada la batería con respecto a su capacidad. La durabilidad de las baterías depende del DoD, logrando mayores ciclos de vida para DoD menores.

Este punto es muy relevante para la estrategia de gestión de la carga de la batería y para aplicaciones como por ejemplo la entrega de energía de los VE a la red eléctrica.

La batería de plomo-ácido es una tecnología madura y son las más utilizadas para sistemas auxiliares. Son de bajo costo y fácil fabricación, pero tienen baja densidad energética, baja vida útil y son muy voluminosas [3]. Por lo tanto, estas baterías no son adecuadas para tracción de VE.

Las baterías basadas en Níquel pueden ser Níquel-Metal hidruro (NiMH) y Níquel-Cadmio (NiCd). Las de NiMH fueron utilizadas por algunos fabricantes de vehículos en los 1990s y 2000s para modelos híbridos. Tienen alta vida útil pero alto costo y presentan problemas de memoria de la DoD, principalmente las NiCd.

Las baterías ion-litio actualmente son la tecnología líder para la aplicación de VE debido a su alta densidad de energía, alta eficiencia y vida útil. Se utilizan materiales compuestos con litio para los electrodos, generándose un flujo de iones de litio en la carga y descarga de la batería. Es usual que se utilice litio con óxido de metal para el cátodo mientras que se utiliza carbono intercalado con iones de litio para el ánodo. En función del material del cátodo se tienen por ejemplo las baterías litio óxido de cobalto (LCO), litio óxido de manganeso (LMO), litio ferrofosfato (LFP), litio óxido de níquel cobalto manganeso (NMC), litio óxido de níquel cobalto aluminio (NCA). Las desventajas de este tipo de baterías están asociadas a las condiciones de seguridad (condiciones de temperatura y riesgo de incendio), y las dificultades para reciclar las baterías.

En el cuadro 6 se muestran algunas características de los distintos tipos de baterías.

Tipo batería	Densidad energía [Wh/kg]	Densidad volumétrica [Wh/L]	Potencia específica [W/kg]	Vida útil @80 %DoD [ciclos]
Plomo ácido	30-50	60-75	180	200-300
NiCd	45-80	50-150	150	1000
NiMH	60-120	140-300	250-1000	300-500
LCO	150-250	220-350	760	500-1000
LMO	100-150	270	1800	500-1000
LFP	90-120	250	-	1000-2000

Cuadro 6: Principales características de algunas baterías. Datos obtenidos de [2]

Existen otros tipos de baterías que están en etapa de investigación y desarrollo. Las baterías de grafeno tienen el cátodo y el ánodo de grafeno, cuyas propiedades de porosidad

y alta conductividad eléctrica permiten potencias específicas mayores a las baterías de litio. A su vez, los perfiles de carga/descarga presentan poca variación con los ciclos, mostrando mejores performances que las de ion-litio. Otros tipos son las de metal-aire, que no pueden ser recargadas. En particular las de aluminio-aire presentan una elevada densidad de energía [8100 Wh/kg] y alta capacidad específica. El ánodo está formado por aluminio y el cátodo es una malla metálica porosa que permite el ingreso de O<sub>2</sub>. También se tienen a las baterías de litio de estado sólido, las cuales tienen un electrolito compuesto por un polímero sólido que presenta ventajas frente al electrolito líquido al ser más seguras, tener mayor vida útil y mayor densidad de energía [56].

El desarrollo de baterías con mejores performances como las de grafeno y las de estado sólido permitirían una reducción de costos de los VE y mayores autonomías. Sin embargo, el desarrollo de las baterías metal aire adicionalmente implicaría un cambio en la modalidad de uso del VE, ya que no sería necesario la recarga de la batería, sino que directamente se cambiaría la batería.

En el mismo sentido, existe un gran interés por la investigación y el desarrollo de las celdas de hidrógeno. En el caso que los avances tecnológicos y los costos de las celdas de hidrógeno se impongan frente a las baterías también impactaría en la infraestructura de carga de los vehículos.

Por lo tanto, el desarrollo de las baterías, celdas de hidrógeno o nuevos equipos de almacenamiento de energía definirán la infraestructura de carga necesaria, las modalidades de uso y la viabilidad de los sistemas de gestión de la demanda, como es el sistema propuesto en este trabajo.

### 3.5. Situación en Uruguay

Actualmente en Uruguay se cuenta con una red de carga pública desarrollada por UTE. Se tienen unos 70 puntos de carga aproximadamente distribuidos en todo el territorio nacional. La mayoría de los puntos son de 22 kW y 44 kW, mientras que unos pocos son de 7,4 kW.

Los cargos por energía de UTE para la carga de VE en los puntos de carga públicos en el año 2022 son los siguientes [75]:

- Horario punta (18:00 hs a 22:00 hs): 16,335 \$/kWh
- Horario llano (de 7:00 a 18:00 y de 22:00 hs a 00:00 hs): 6,253 \$/kWh
- Horario valle (00:00 hs a 7:00 hs): 3,363 \$/kWh

Para poder utilizar los puntos de carga públicos es necesario tramitar una tarjeta con UTE, y los costos de carga se incorporan a la tarifa mensual del suministro eléctrico del usuario.

En lo que refiere a normativa, en Uruguay no hay una normativa específica que reglamente la carga de vehículos eléctricos.

Según el reglamento del Mercado Eléctrico, de Trasmisión y Distribución vigente, UTE tiene el monopolio en lo que refiere a la distribución de energía eléctrica. Sin embargo, según lo desarrollado en un trabajo reciente [67], existe un vacío en la legislación en lo que refiere a la carga de VE. En la normativa no se especifican las condiciones en que UTE o actores privados podrían participar en el negocio de la carga de VE, por lo que se desincentivan a posibles inversores.

Por lo tanto, la interpretación o evolución del marco regulatorio puede influir en cómo se desarrolle la red de recarga de vehículos eléctricos, y por lo tanto, condicionará el desarrollo del sector de movilidad.

## 4. Sistema de gestión de la demanda

En este trabajo se propone un sistema de coordinación de carga de vehículos eléctricos. Un primer objetivo es lograr incorporar las sesiones de carga en las horas del día en que es más conveniente para el sistema eléctrico. Esto puede ser cuando se tenga mayor producción de energías intermitentes (eólica y solar) y/o cuando se tiene menor demanda. Por otro lado, se busca evitar o reducir los picos de consumo que se pueden generar en la red de distribución asociados a sesiones de carga sin controlar.

Con la coordinación de cargas se logra una reducción en los costos de abastecimiento de energía y se evitan problemas de congestión en las redes de distribución, como se analiza en el capítulo 5. Este ahorro de costos permite a UTE beneficiar a los usuarios que voluntariamente utilicen la aplicación. La idea es que con el ahorro de costos se pueda financiar una reducción en las tarifas de energía para los usuarios que se incorporen al sistema de coordinación. Por lo tanto, mediante la utilización voluntaria de la aplicación propuesta se logra un beneficio mutuo, tanto para UTE como para los usuarios de vehículos eléctricos.

Este sistema se desarrolla sobre un blockchain donde los nodos son UTE, ADME y los cargadores que quieran incorporarse. Las cargas se coordinan para el día siguiente, en base a una estimación del consumo.

Cabe destacar que la información de consumos de energía de los usuarios que se maneja en el sistema únicamente es visible por UTE y el Despacho de Cargas, por lo que no existe un cambio con respecto a la situación actual en cuanto a la privacidad de los clientes. A su vez, la participación de los clientes en el sistema es voluntaria por lo que existe un consentimiento en compartir dicha información. Esto es una ventaja ya que no sería necesario un cambio regulatorio para poder implementar el sistema.

El funcionamiento del sistema es el siguiente. Cada cargador informa el horario en que estará disponible para cargar, su potencia máxima y la energía que consumirá en las próximas 24 horas. Esta información es levantada por el Despacho de Cargas y, junto con los pronósticos de generación y de la demanda, determina la carga en cada hora que minimizan el costo de abastecimiento de la demanda, tal que la suma de dicha carga horaria es igual a la energía total que consumirán los cargadores. Luego, mediante un algoritmo se asignan los cronogramas horarios de cada cargador en función de su disponibilidad para cargar, la energía que consumirá y un factor de simultaneidad para cada subestación de la que está alimentado el cargador. En el caso que quede energía sin asignar debido a que en los horarios óptimos no hay disponibilidad para cargar o se hayan saturado las redes,

se procede a asignar la carga en otros horarios según se detalla en la sección 5.3. En la figura 11 se muestra un esquema simplificado del proceso de coordinación.

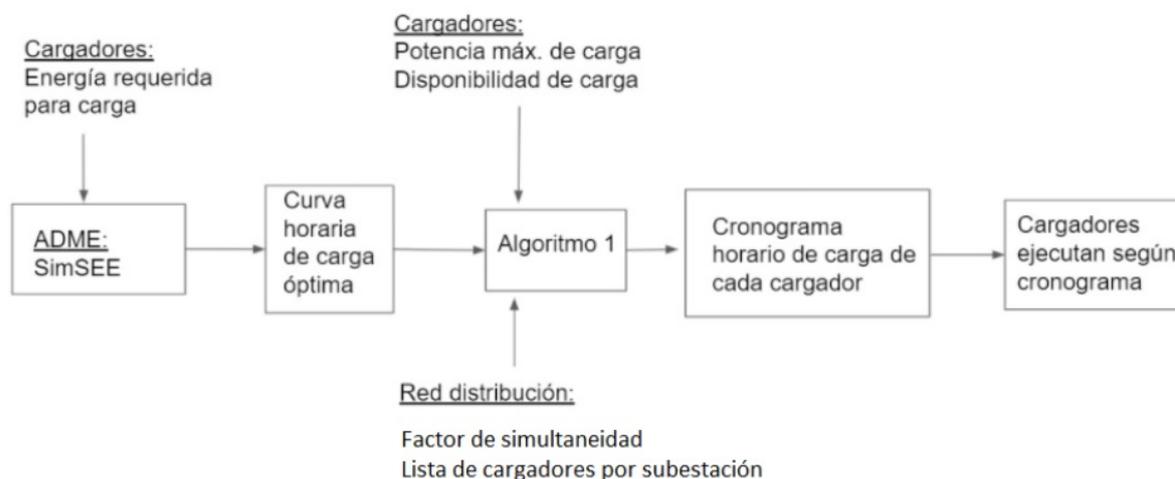


Figura 11: Esquema del proceso de planificación de las sesiones de carga. Elaboración propia

Este sistema de coordinación podría ser implementado mediante una aplicación centralizada por parte de UTE. Se podría implementar un tomacorriente controlable en cada punto de carga de VE y ser gestionado por UTE. Los resultados de los beneficios estudiados en el capítulo 5 serían los mismos.

Sin embargo, esta solución tiene un costo de inversión de los tomacorrientes inteligentes y de la infraestructura de comunicación para poder controlarlos. También se tienen costos de instalación y de mantenimiento de estos equipamientos que son propiedad de UTE. En cambio estos costos se evitan si se desarrolla la aplicación mediante un blockchain ya que los propios cargadores interactúan con la plataforma de manera descentralizada. A su vez, la solución no requiere equipos que sean propiedad de UTE, con todas las implicancias en cuanto a responsabilidad y mantenimiento. Solo se necesitan los cargadores y la blockchain para que funcione el sistema.

Es importante destacar que el sistema propuesto de coordinación de cargas de VE podría ser aplicado para otro tipo de cargas de la red eléctrica. Por ejemplo, el sistema se puede ampliar incorporando a casas inteligentes que formen parte de la red blockchain al igual que los puntos de carga. De esta manera, utilizando la misma lógica, cada casa inteligente puede aportar la información de los consumos que pueden ser gestionados (equipos de aire acondicionado, calefones, etc.) y coordinarlos para el día siguiente.

## 4.1. Diseño de la plataforma

En esta sección se detalla la información que se escribe en el blockchain, la cual es la información asociada a los cronogramas de carga y la energía diaria que consumen realmente los cargadores. En primer lugar se describen a continuación los pasos en el proceso para determinar el cronograma de carga de cada cargador.

- 1 En determinada hora del día cada cargador envía una transacción al contrato inteligente 1, en donde especifica energía a consumir y disponibilidad horaria para cargar.
- 2 El contrato inteligente 1 guarda la energía que debe consumir cada cargador y la envía al contrato inteligente 2 (detallado más adelante), envía una transacción con la energía total a consumir a Despacho de Cargas, y queda a la espera de los pasos 3 y 4.
- 3 Con la demanda de carga total, el Despacho de Cargas determina, junto con los pronósticos de generación de eólica y solar, las cotas de las represas y el costo futuro del agua (precio que considera la optimización del despacho de las fuentes disponibles), la curva de carga que minimiza el costo de generación. Luego el Despacho de Cargas envía una transacción al contrato inteligente 1 con la curva de carga óptima.
- 4 El contrato inteligente 1 levanta la información de la red de distribución, la cual debe estar disponible en un servidor de UTE. Esta información tendrá la lista de los cargadores conectados a cada subestación de la red y un factor de simultaneidad máximo horario que deberá limitarse a cada subestación. En la sección 5.3 se detalla este factor de simultaneidad. Esta información va cambiando a medida que se realizan inversiones o ampliaciones en la red, por lo que es UTE quien debe mantenerla actualizada y disponible para el contrato inteligente 1.
- 5 Finalmente, el contrato inteligente 1, una vez que tiene la información de 3 y 4, determina el cronograma horario que debe ejecutar cada cargador y se los envía. Para esto, primero se determina la energía que consumirá cada subestación mediante el óptimo que minimiza el error de la ecuación 1 y cumple las restricciones 2, 3 y 4.  $\Delta E_i$  es la energía óptima de carga en cada hora  $i$  (determinado por el Despacho de Cargas),  $\sigma_{ij}$  es la energía asignada a la subestación  $j$  en la hora  $i$ ,  $M$  es la cantidad de subestaciones,  $P_{cargador}$  es la potencia de los cargadores (7,4kW),  $f_s$  es el factor de simultaneidad horario de la subestación (se utiliza para evitar problemas en las

líneas de distribución, se detalla en la sección 5.3),  $Disp_{ij}$  es la disponibilidad de carga en la hora  $i$  de la subestación  $j$ , la cual es la suma de las disponibilidades de cada cargador conectado a la subestación.  $E_{req_j}$  es la energía total requerida por la subestación  $j$ , la cual es lo declarado en el paso 1.

$$\min \left\{ \Delta E_i - \sum_j^M \sigma_{ij} \right\} i \in T \quad [Ec.1]$$

$$\sigma_{ij} \leq f_s \cdot P_{cargador} \quad [Ec.2]$$

$$\sigma_{ij} \leq Disp_{ij} \quad [Ec.3]$$

$$\sum_i^T \sigma_{ij} \leq E_{req_j} \quad [Ec.4]$$

Una vez determinada la energía de cada subestación, se busca el cronograma horario de cada cargador el cual es el óptimo de la ecuación 5 con las restricciones de las ecuaciones 6 y 7.  $Disp_{ik}$  es la disponibilidad de carga en la hora  $i$  de cada cargador  $k$ .  $E_{req_k}$  es la energía total requerida por cada cargador  $k$ , la cual es lo declarado en el paso 1.  $N_j$  es la cantidad de cargadores asociados a cada subestación.

$$\min \left\{ \sigma_{ij} - \sum_k^{N_j} \delta_{ik} \right\} i \in T \quad [Ec.5]$$

$$\delta_{ik} \leq Disp_{ik} \quad [Ec.6]$$

$$\sum_i^T \delta_{ik} \leq E_{req_k} \quad [Ec.7]$$

En el caso que no se asigne toda la energía especificada en el punto 1, ya sea porque no existe disponibilidad de carga en los horarios óptimos determinados en 2, o porque se supera el factor de simultaneidad, se procede a asignar las cargas a partir de las 0 horas considerando la disponibilidad de carga y el factor de simultaneidad, sin tener en cuenta la curva de carga óptima.

6 Los cargadores ejecutan la carga de acuerdo a lo enviado en 5.

El contrato inteligente 1 tiene como objetivo determinar la curva de demanda horaria que minimiza el costo de abastecimiento, considerando las restricciones de cada red local.

Por otro lado, se debe registrar la energía consumida por los cargadores y un sistema de penalizaciones para que los cargadores intenten hacer buenas predicciones de la energía a consumir y evitar posibles comportamientos indebidos.

Para el registro de la energía, cada cargador envía una transacción al contrato inteligente 2 con la cantidad de energía consumida en cada hora y el cronograma de carga. El contrato inteligente 2 compara la energía consumida con el cronograma y determina el porcentaje de energía que efectivamente fue coordinada, es decir energía consumida en el horario determinado por el cronograma. Una vez que tiene la energía de las 24 horas, envía una transacción a UTE con el total de energía consumida en el horario determinado por el cronograma y el total de energía consumida fuera de dicho cronograma. De esta manera UTE puede facturar considerando el porcentaje de energía que efectivamente fue coordinada, y por lo tanto debería aplicarle un beneficio económico.

El contrato inteligente 2 también envía a UTE la energía informada en el paso 1, por lo que se puede calcular el cociente entre la energía diaria consumida en el cronograma y la energía informada en el paso 1. De esta manera se puede cuantificar si la estimación de carga realizada por cada cargador se acerca a lo consumido, y evitar por ejemplo que los cargadores informen un mayor consumo solamente para asegurarse la carga en un mayor rango de horas disponibles. Con este dato UTE puede eliminar el beneficio a los usuarios que tengan una diferencia mayor a, por ejemplo, 25 %. Este mecanismo promueve el buen comportamiento de los cargadores en la red.

## 4.2. Descripción de la plataforma

En esta sección se describen algunas funcionalidades que debe tener la plataforma. Con esto se busca brindar un mejor entendimiento del alcance que tiene la plataforma y las posibilidades del sistema propuesto.

### 4.2.1. Interfaz con el usuario

La idea es que el sistema propuesto pueda ser utilizado por los usuarios mediante una aplicación. Como ya se mencionó, la participación en el sistema es voluntaria y el objetivo es que sea lo más amigable posible y que requiera el mínimo esfuerzo adicional con respecto a una carga descoordinada del VE.

El procedimiento que deberá seguir cada usuario para cargar su vehículo es el siguiente. El primer paso es conectar el VE a un SAVE que esté registrado en el sistema de coordinación. Luego, el usuario que va a realizar la carga con el SAVE debe abrir su aplicación en el celular (la cual estará configurada y asociada al SAVE) y seleccionar la opción de carga. Se le presenta una opción de “carga coordinada” (opción por defecto) y una opción de “carga inmediata”. En el caso que se seleccione la “carga inmediata”, el

SAVE iniciará la carga en el momento pero la misma no tendrá la bonificación económica. En cambio, si el usuario selecciona “carga coordinada” el SAVE ejecutará la carga del VE de acuerdo al cronograma definido por el sistema el día anterior.

El usuario también debe informar en la aplicación el horario en que su vehículo estará conectado al SAVE cada día, es decir la “disponibilidad de carga”. Esta información de la disponibilidad de carga debe ser ingresada el día anterior a la carga, para que el sistema haga la planificación. Este punto se detalla más adelante en la sección 4.2.4.

Una vez realizada la carga del vehículo se guarda la información del consumo de energía y se asocia a la cuenta del usuario, con la bonificación económica en el caso que corresponda.

Se pueden tener dos modalidades de uso de la aplicación del usuario. Una es como propietario de un SAVE. En este caso, previo a utilizar el SAVE por primera vez, el usuario debe asociar el SAVE con su cuenta en la aplicación. De esta manera se pueden asignar los costos de carga de energía al usuario.

Otra modalidad de uso de la aplicación es en el caso que se quiera acceder a la red pública de puntos de carga. Este caso se detalla en la sección 4.2.5. Esto es útil para los casos en que el SAVE no sea de uso exclusivo de un usuario. Por ejemplo, en un edificio se pueden tener varios puntos de carga en el estacionamiento, para uso de todos los vecinos.

#### **4.2.2. Proceso de registro**

Para que el usuario pueda participar del sistema de coordinación de cargas, es necesario que utilice un SAVE registrado. Es decir, el SAVE tiene que pertenecer a la red blockchain.

Por lo tanto, el propietario del SAVE debe solicitar a UTE para incorporar el mismo a la red. Esto implica que se levante un nodo del blockchain en la computadora del SAVE. A su vez, se debería realizar una inspección de UTE para verificar que se cumplen con todos los requisitos para ser parte de la red (seguridad, protocolo de comunicación, entre otros).

Por otro lado, el SAVE debe ser asociado a la subestación de la que está alimentado. Esto es un requisito fundamental para que pueda funcionar adecuadamente el factor de simultaneidad por subestación.

#### **4.2.3. Actualización de la red de distribución**

Según lo detallado en la sección 4.1 el sistema de coordinación debe ver todos los cargadores que están conectados a la red de distribución. También tiene que tener especificado la cantidad de SAVE's que están conectados a cada subestación.

La red eléctrica se va modificando a lo largo del tiempo ya que se realizan ampliaciones y se adicionan nuevos usuarios. A su vez, también se pueden hacer reformas que impliquen nuevos recorridos eléctricos para alimentar las cargas. Por lo tanto, es fundamental que UTE tenga actualizado el registro de cargadores asociados a cada subestación. La información que debe ser actualizada es simplemente una planilla con todas las subestaciones del país y los SAVE's que están asociados a cada subestación.

Esta tarea necesariamente tiene que ser realizada por la empresa estatal ya que de ellos dependen las reformas y ampliaciones de la red de distribución.

Por otro lado, el factor de simultaneidad que se analiza en el capítulo 5 fue calculado según una red típica de distribución con determinada sección de cable. En el caso que se realicen refuerzos en la capacidad de las redes, es necesario modificar los factores de simultaneidad.

Cabe destacar que el factor de simultaneidad es un parámetro que puede ser manipulado fácilmente para cada subestación, por lo que se puede modificar para cada caso particular, dándole flexibilidad al control de la red eléctrica. Por ejemplo, se pueden tener casos puntuales de caídas de tensión excesivas y se puede intentar modificar este parámetro como método correctivo. Esto podría llegar a ser una solución en un caso puntual que no tendría ningún costo. Este factor de simultaneidad es un compromiso entre poder abastecer toda la energía para la carga que se necesita y los problemas de sobrecarga en la red de distribución.

Al igual que mantener actualizados los datos de la red de distribución, es UTE quién también debe cumplir el rol de actualizar o modificar los factores de simultaneidad, ya que es el responsable de la explotación de la red de distribución.

#### **4.2.4. Estimación de consumos y disponibilidad**

Para que el sistema funcione es necesario que cada SAVE conectado a la plataforma informe la energía que consumirá y el horario en que el vehículo estará conectado y disponible para la carga al día siguiente.

Un abordaje con respecto a la disponibilidad horaria de carga que tendrá cada SAVE sería solicitar al usuario que ingrese en la aplicación la disponibilidad que tendrá cada día. Por ejemplo, el usuario puede ingresar una planificación semanal, con posibilidad de corregir un día hasta 24 horas antes de dicho día, que es cuando el SAVE comunica al sistema la disponibilidad. Esto es válido para un SAVE de uso exclusivo de un usuario, pero también puede aplicarse en el caso que varios usuarios utilicen el mismo SAVE. En este caso el SAVE debe sumar las disponibilidades de todos los usuarios.

Otra posibilidad es que el SAVE realice una estimación de la disponibilidad horaria de carga en base a datos históricos. Es decir, cada día el SAVE ejecuta un algoritmo (regresión lineal, redes neuronales, etc.) para determinar el horario en que tendrá un vehículo conectado el día siguiente, en base al historial de uso del SAVE.

En las primeras etapas de implementación del sistema es razonable solicitar al usuario que ingrese una planificación de la disponibilidad horaria de carga ya que no se tendrán datos históricos y tampoco parece ser una tarea que requiera demasiado esfuerzo. Luego en otra etapa se puede evaluar de incorporar el paquete de estimación de disponibilidad de carga al sistema.

Para el caso del consumo de energía que requerirá el SAVE en las próximas 24 horas también se puede recurrir a que el usuario ingrese esta información. En este caso lo más intuitivo para el usuario es ingresar el estimado de kilómetros que se realizará con el vehículo hasta la próxima carga, y mediante un rendimiento promedio se puede convertir a consumo energético.

La estimación de los kilómetros recorridos realizada por los usuarios puede tener un error significativo, y a su vez puede resultar engorroso para el usuario, lo que sería un obstáculo para la adopción de esta herramienta.

Por lo tanto, otra posibilidad es que el SAVE realice una estimación del consumo de energía en función de los datos históricos. A partir de la última carga y del consumo promedio diario del usuario el SAVE puede realizar el pronóstico del consumo para las próximas 24 horas. En este caso, para el inicio del sistema en donde no se tengan datos históricos se pueden usar promedios generales para el consumo de los vehículos (los utilizados en el cuadro 3 del capítulo 3).

Cabe destacar que en cualquiera de los dos casos, tanto si el usuario informa el consumo como en el caso que el SAVE realice una estimación, se tendrá una información valiosa para el Despacho de Cargas sobre la estimación de consumo de VE en el día anterior. A su vez, esta estimación se realiza con la capacidad de cómputo de cada SAVE. En cambio, se necesitaría una gran capacidad de cómputo y almacenamiento para realizar centralmente un pronóstico de consumo individual de carga de VE, ya que se necesitaría el histórico de consumo de cada uno de los SAVE, los cuales serán cientos de miles.

#### **4.2.5. Red de carga de acceso público**

Con respecto a la infraestructura de carga se tendrán distintas alternativas en lo que refiere a propiedad y modelos de negocio.

Por un lado, se puede tener instalaciones residenciales de SAVE de uso exclusivo. Pero

también el propietario de este SAVE puede optar por hacer público su equipo, el cual puede tener una caja de conexión accesible a los usuarios fuera de su propiedad (por ejemplo en la entrada al garaje).

En el caso que el propietario del SAVE quiera hacer público su equipo, tendrá la opción en la aplicación del usuario para ingresar el horario en que quiere que esté disponible para el público (horario en que el no quiera utilizar sus instalaciones). Estos puntos de carga quedarán visibles en la aplicación (mediante mapa o según horarios disponibles) para los usuarios que quieran cargar su vehículo.

Mediante la opción de hacer público el SAVE, se tendrán beneficios económicos adicionales para el usuario propietario del SAVE. De esta manera, mediante esta plataforma, se tiene un mecanismo efectivo y sencillo para impulsar el desarrollo de una infraestructura de carga de acceso público.

Por otro lado, se pueden tener empresas que quieran brindar servicios de carga de energía de VE (por ejemplo en su estacionamiento). Este caso es análogo al caso residencial detallado anteriormente. Mediante la plataforma propuesta se puede incorporar una empresa propietaria de puntos de carga y participar de la carga coordinada, con sus beneficios económicos.

#### **4.2.6. Agendado de sesión de carga**

Teniendo en cuenta que los usuarios pueden acceder a una red pública de cargadores, se puede dejar la posibilidad de agendar estos cargadores de acceso público para asegurarse de la carga en un momento deseado. A su vez, este agendado servirá para estimar la disponibilidad de carga y el consumo de energía del SAVE en cuestión.

#### **4.2.7. Penalidades**

Como se vio en el punto 4.2.4 los usuarios de la aplicación deben informar la disponibilidad de carga y el consumo energético (depende la estrategia que se siga) que tendrán. Es importante que exista un mecanismo de control de que esta información sea razonable. Por ejemplo debería existir un mínimo de horas de disponibilidad de carga para abastecer la energía necesaria.

También es necesario definir un porcentaje razonable para el error de la energía que se pronostica consumir con respecto a la energía que efectivamente se termina consumiendo. De lo contrario se pueden generar situaciones en donde se sobreestime el pronóstico de consumo para asegurarse una carga inmediata. Por ejemplo definiendo 6 horas de disponibilidad, y una estimación de consumo equivalente a 6 horas cuando el consumo real es

de 1 hora. En este caso el VE se cargará en la primer hora luego de que esté conectado, es decir de forma inmediata.

## 5. Validación sistema de coordinación

En este capítulo se realiza el estudio para validar el sistema de coordinación de carga de VE propuesto. En la sección 5.1 se discuten los argumentos para utilizar la tecnología blockchain en la implementación de la plataforma. En la sección 5.2 se estudian los impactos económicos que tiene asociado la utilización del sistema de coordinación en el sistema eléctrico uruguayo. Finalmente, en la sección 5.3 se analizan los impactos en la red eléctrica asociados a las sesiones de carga de VE, comparando los resultados de sesiones de carga descoordinadas y los resultados simulando el sistema de coordinación.

### 5.1. Utilización red blockchain

En esta sección se estudia la conveniencia de utilizar un blockchain para el sistema propuesto. La plataforma se podría desarrollar en un servidor central, por ejemplo administrado por UTE, por lo que es fundamental evaluar los argumentos para aplicar un blockchain.

Existen varios trabajos en la literatura en donde se desarrollan procedimientos para evaluar si una aplicación amerita el uso de un blockchain. A continuación se aplican los dos cuestionarios utilizados en [23]. Ambos cuestionarios van determinando un flujo el cual indica si el caso de estudio es adecuado implementarlo con un blockchain.

En la figura 12 se muestra el flujo y las preguntas asociadas de uno de ellos, las cuales fueron respondidas en la figura 13.

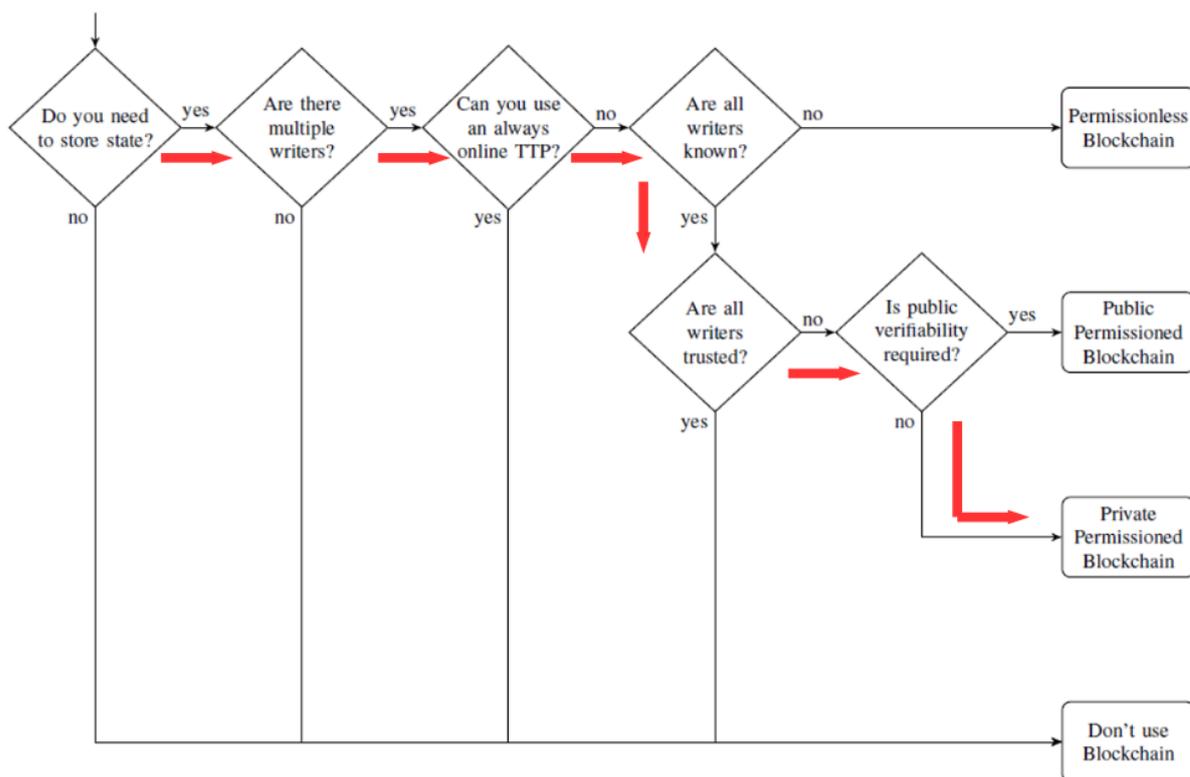


Figura 12: Cuestionario para evaluar aplicación de blockchain. Las flechas rojas indican el flujo para la aplicación propuesta. Obtenido de [47]

Preguntas	Respuesta	Comentarios.
Es necesario almacenar el estado?	Si	Si, ya que los cargadores usarán la información de los cronogramas para ejecutar la carga. También se debe usar la energía consumida para facturar a cada cargador.
¿Existen múltiples escritores?	Si	Si, cada cargador debe escribir transacciones. También UTE debe escribir los cronogramas
¿Puede ser utilizado un tercero de confianza siempre disponible?	No	UTE puede ser el intermediario de confianza que registre centralmente las cargas de energía y gestione los datos para realizar el cronograma. Sin embargo, esta solución implica la instalación de un medidor de energía en cada cargador, lo que se podría evitar si se utiliza un blockchain. A su vez, un blockchain es mas robusto en cuanto a vulnerabilidades de seguridad y fallas de comunicación frente a una solución centralizada.
¿Todos los escritores son conocidos?	Si	Si, todos los cargadores estarán registrados en la red, así como también son conocidos UTE y ADME.
¿Todos los escritores son de confianza?	No	No se puede considerar a los cargadores como confiables, ya que se manejan pagos de energía y un sistema de respuesta de la demanda que solo se puede confiar a UTE o ADME.
¿Se requiere verificabilidad pública?	No	No, solo se necesita verificar las transacciones por UTE.

Figura 13: Respuestas del cuestionario ¿Do you need a blockchain?. Elaboración propia en base a [47]

En la figura 14 se muestra el flujo de preguntas del segundo cuestionario, las cuales fueron respondidas en la figura 15.

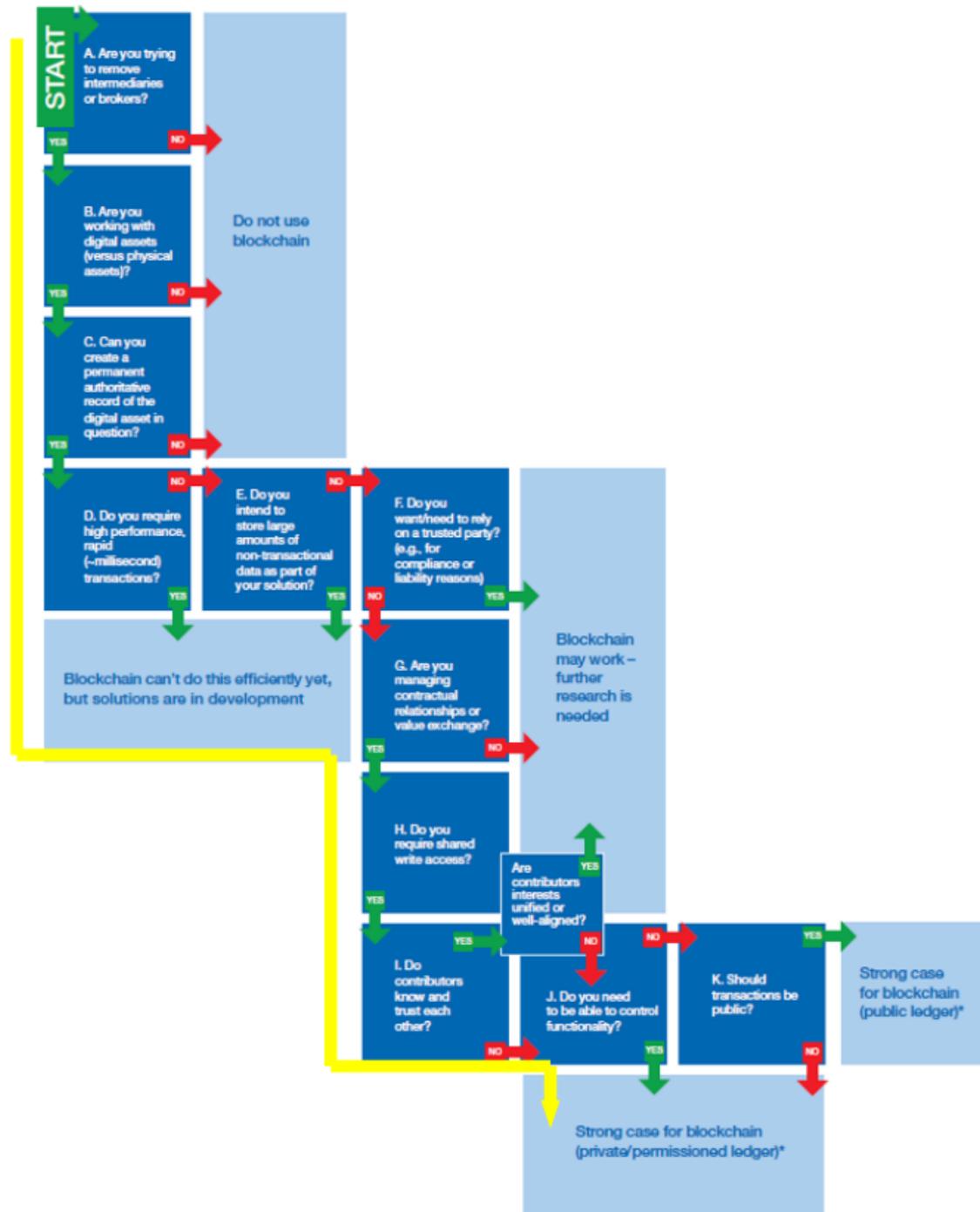


Figura 14: Cuestionario blockchain beyond the hype. La flecha amarilla indica el flujo para la aplicación propuesta. Obtenido de [13]

Preguntas	Respuesta	Comentarios.
¿Está intentando remover intermediarios?	Si	Con este sistema se busca evitar que se generen intermediarios como gestores de carga de autos eléctricos o empresas que brinden servicios de flexibilidad. Se conecta a los involucrados directamente para que realicen dichas tareas sin la intervención de un tercero.
¿Está trabajando con activos digitales que representan activos físicos?	Si	Se trabaja con la información que caracteriza la carga de vehículos eléctricos (consumo energético, horarios, cronogramas).
¿Se puede generar un registro permanente y autoritativo del activo?	Si	Si, no es un problema, y además es necesario, que quede registrado el histórico de consumo de energía eléctrica y los cronogramas de carga.
¿Requiere tener una alta performance al ingresar transacciones?	No	Si bien se manejan bastantes transacciones, al no ser una aplicación en tiempo real, no es necesario una alta performance de ejecución de las transacciones.
¿Es necesario guardar una gran cantidad de datos no transaccionales?	No	Solamente se registra en forma de transacciones la energía consumida por cada cargador y los intercambios de información para el agendado.
¿Se requiere o se necesita confiar en un tercero?	No	Con el sistema propuesto la idea es realizar la gestión de la carga de EV sin tener que recurrir a un tercero de confianza.
¿Está manejando relaciones contractuales o valores de intercambio?	Si	Se maneja el registro de consumo de energía eléctrica, el cual influye en la tarifa eléctrica que pagarán los cargadores.
¿Es requerido el acceso a una escritura compartida?	Si	Todos los cargadores deben poder escribir para registrar el consumo de energía y la demanda diaria.
¿Los participantes se conocen y confían uno en el otro?	No	Si bien los participantes están registrados y son conocidos, no se puede considerar a los cargadores como confiables, ya que se manejan pagos de energía y un sistema de respuesta de la demanda que solo se puede confiar a UTE o ADME.
¿Es necesario controlar las funcionalidades del blockchain?	Si	Por ejemplo, es necesario controlar qué cargadores se incorporan a la red.

Figura 15: Respuestas del cuestionario ¿Blockchain beyond the hype?. Elaboración propia en base a [13]

De ambos cuestionarios surge que puede ser conveniente la utilización de un blockchain permissionado.

Los principales argumentos para utilizar un blockchain para el sistema propuesto son:

- 1 Para que el sistema funcione es fundamental contar con un registro confiable de los horarios de carga de cada cargador, para contabilizar los incentivos. Debido a que muchos de los cargadores no serán administrados por UTE, el registro de los horarios de carga quedarán en el blockchain por lo que se concilian las dos partes y se evitan posibles desacuerdos. Por ejemplo, en el supuesto caso que un shopping instale cargadores en su estacionamiento, para poder acceder a los incentivos del sistema deberá poder asegurar a UTE que efectivamente los horarios de carga fueron de acuerdo a los cronogramas de coordinación. Es decir tiene que haber una conciliación entre el registro de horarios de carga del shopping y el registro de UTE. En un blockchain esto se soluciona inmediatamente mientras que se tendrían complicaciones con una solución tradicional. A su vez, en el caso que no se utilice blockchain, UTE debería instalar en todos los cargadores un equipo de medida para poder cuantificar la energía y horario de carga, lo que trae un costo asociado a la inversión y al mantenimiento de los equipos.
- 2 Utilizar una plataforma blockchain para la gestión de cargas de VE evita la generación de posibles intermediarios. Existe la posibilidad de que se incorpore un nuevo actor al sector eléctrico que brinde servicios de gestión de cargas o servicios de flexibilidad para la red, el cual encarecería la tarifa de recarga de los vehículos para los usuarios. En cambio, si se implementa la plataforma blockchain que conecte directamente a los usuarios y a UTE se puede lograr un beneficio tanto para los usuarios como para UTE sin la necesidad de un intermediario.
- 3 Si bien no se propone en este trabajo, es interesante la posibilidad de incorporar pagos con criptomonedas por la carga de los VE. Por ejemplo, en el caso que extranjeros lleguen con sus vehículos a Uruguay podrían, mediante la utilización de la aplicación, coordinar una recarga en un cargador de la red y poder pagar con criptomonedas (por ejemplo Bitcoin o Ethereum) en tiempo real y no necesitar ninguna gestión adicional con UTE. Por lo tanto, es necesario que la solución se implemente con blockchain para que sea viable esta posibilidad.
- 4 En cuanto a temas relacionados a la robustez de la red, se evita una infraestructura centralizada que genere un punto de falla vulnerable a problemas de comunicación o de ciberseguridad (como sería el caso de un servidor centralizado en una solución tradicional).

5 También la estructura del blockchain permitiría incorporar a futuro nuevos mecanismos de gestión de la demanda, por ejemplo en tiempo real mediante contratos inteligentes.

Es importante destacar que para garantizar que la información de carga ingresada por los cargadores (actores no confiables) a la blockchain sea confiable es necesario tener un control sobre los cargadores. Por ejemplo, se pueden hacer inspecciones (por URSEA) a los cargadores de la red para verificar que efectivamente la medida de carga de VE se ingrese directamente a la blockchain y no haya alteraciones.

## 5.2. Simulación SimSEE

En esta sección se analiza el impacto que puede tener el mecanismo de coordinación de cargas de VE propuesto. Se realizó una simulación en el programa SimSEE, el cual es un programa de simulación de sistemas de energía eléctrica desarrollado por la Facultad de Ingeniería de la Udelar [70].

En este programa se pueden modelar todos los actores que participan en el sistema eléctrico uruguayo (demanda, generadores, exportación, etc.) y realizar simulaciones para evaluar cómo se comporta el sistema. El programa tiene incorporado modelos estocásticos para la generación eólica, la solar y los aportes hidráulicos, y luego define la operación óptima del sistema que logra minimizar los costos de generación.

Se utiliza el OddFace [4], también desarrollado por la Facultad de Ingeniería de Udelar, el cual determina la configuración óptima de inversiones que minimizan el costo de abastecimiento de la demanda (CAD) en el período de optimización.

Con el fin de evaluar el impacto del sistema de coordinación propuesto, se realizan dos simulaciones en el OddFace. En el escenario base se toma como hipótesis una carga de VE según la tarifa actual de movilidad eléctrica, la cual en el horario de 0 a 7 horas tiene el precio más bajo. Por lo tanto, se supone que toda la carga diaria comienza a las 0 horas. En el segundo escenario se incorpora el sistema de coordinación de cargas, de esta manera se puede observar la diferencia entre el CAD y la matriz de generación necesaria para cada escenario.

### 5.2.1. Configuración de las simulaciones

Las simulaciones en el OddFace se realizan en el período comprendido entre el 2022 y el 2035. Para la demanda se utiliza un perfil típico con un crecimiento anual de 2%. La simulación tiene un paso semanal y se definen cuatro postes, que son bandas horarias

ordenadas según la potencia demandada. El primer poste es de 5 horas y corresponde a las 5 horas de mayor potencia. El segundo poste corresponde a las 30 horas de mayor potencia que le siguen al primer poste. Con la misma lógica, el tercer y cuarto poste son de 91 y 42 horas respectivamente.

Como hipótesis se define que los excedentes de generación se exportan a 7 USD/MWh. Esta es una hipótesis conservadora ya que en los últimos 6 años el precio promedio anual de exportación más bajo fue de 24 USD/MWh en 2019 y el promedio en esos años fue de 82 USD/MWh [68].

La matriz de generación en el año 2022 se muestra en el cuadro 7, la cual se obtuvo del BEN 2018 [53], UTE en cifras 2020 y de la sala estacional de la página de ADME [4]. Para UPM 2 se supone una potencia de 200 MW.

Las tecnologías consideradas para la expansión son eólica, solar y turbinas de gas, y para los costos de inversión de las mismas se utilizan los valores medios del informe Lazard [48].

Generador	Potencia (MW)
Eólica	1500
Solar	246
Hidráulica	1541
Biomasa	443
UPM 2	200
Térmica	1180

Cuadro 7: Potencia instalada en el año 2022. Elaboración propia.

En la red de cargadores de UTE se instalaron cargadores en su mayoría de 22 kW y 44 kW. Sin embargo, para la simulación se utiliza una potencia de 7,4 kW, ya que es la potencia máxima del tipo de carga estándar [75], la cual puede suponerse la más probable a instalarse a nivel residencial para la carga de autos livianos y birodados. Para los ómnibus se utiliza una potencia de 60 kW, siguiendo las hipótesis de trabajo de [10].

La cantidad de cargadores va a depender de la cantidad de cargadores por vehículo. Como hipótesis se utiliza que cada vehículo tiene un cargador exclusivo, por lo que hay tantos cargadores como la cantidad de vehículos del cuadro 1. Para los ómnibus y taxis esta es una hipótesis razonable, ya que tienen una demanda diaria alta y con un cargador exclusivo se aseguran la carga. Sin embargo, en el caso de los birodados y los autos livianos, un porcentaje puede optar por la opción de cargar en un cargador público cada dos o tres

días, por lo que se tendrían menos cargadores. Asimismo, se utilizará esta hipótesis ya que no afecta la comparación entre escenarios.

Con la cantidad de vehículos del cuadro 1 se obtienen las potencias del cuadro 8. Se puede observar que si todas las cargas comienzan en el horario más barato (horario valle) de la tarifa actual de movilidad eléctrica (0 hs), se generará un pico de 887 MW, en una demanda que aproximadamente tiene una potencia pico de 2500 MW, lo que es un aumento considerable.

Potencia de carga año 2035		
Tipo de VE	P cargador (kW)	P total (MW)
Livianos	7,4	611
Buses	60,0	43
Birodados	7,4	216
Taxis	7,4	17

Cuadro 8: Potencia de carga de VE. Elaboración propia.

Para implementar la incorporación del sistema de coordinación de cargas en la simulación, se utiliza el actor del SimSEE “demanda con respuesta”. Este actor distribuye una demanda determinada en las horas en donde el costo marginal de generación es menor. Al modelar el sistema de coordinación mediante este actor se está suponiendo que el algoritmo siempre es capaz de coordinar las cargas en las redes locales según el despacho que minimiza los costos de generación. No se tiene en cuenta que se tenga que cargar en horarios menos convenientes debido a la saturación de las redes locales o poca disponibilidad de los cargadores.

El actor demanda con respuesta define el horario en donde consumir únicamente considerando el costo marginal de generación. Por lo tanto, no tiene en cuenta el costo de la red de distribución. En el caso que el costo marginal sea igual en todas las horas del día, puede poner la carga tanto en la hora pico como en el valle, lo cual puede aumentar el pico del día. Para solucionar este problema se le ponen pequeños pagos escalonados en cada poste (el poste correspondiente al pico con los mayores pagos), para que el actor priorice los postes en donde hay menor demanda total.

### 5.2.2. Resultados simulación

En el cuadro 9 se muestran las potencias de expansión eólica, solar y térmica instaladas en el período de planificación, para cada escenario. Estas configuraciones de potencia de expansión son las que minimizan el costo de abastecimiento de la demanda (CAD) en el período, los que también se muestran en el cuadro 9.

	Escenario base	Escenario 2
CAD (MUSD)	5355	5254
Pot Eólica (MW)	1100	1150
Pot Solar (MW)	1300	1400
Pot Térmica (MW)	240	120

Cuadro 9: CAD y potencia de expansión. Elaboración propia.

Se puede observar que la implementación del sistema de coordinación de cargas aumenta levemente la potencia instalada de energía eólica y solar. Esto se debe a la flexibilidad aportada al sistema, que permite adaptar la demanda a la disponibilidad de las energías eólica y solar.

Por otro lado, la expansión de potencia térmica se reduce a la mitad. Consecuentemente, el valor esperado del CAD es un 1,8% menor con el sistema propuesto.

Los valores del CAD se obtienen de una sala SimSEE, con las expansiones calculadas, de 10.000 crónicas de simulación para cada escenario. A partir de los archivos Simcosto de las simulaciones se obtiene el rango, que es el valor máximo del CAD menos el valor mínimo del CAD, y  $p$ , que es la probabilidad de excedencia del valor esperado del CAD. Luego se calcula el error, (expresado en porcentaje del rango), a partir de la ecuación 8, donde  $N$  es la cantidad de crónicas, tal que con un 95% de confianza el CAD obtenido se encontrará en el intervalo comprendido en dicho error.

$$N > p(1 - p) \frac{1,96^2}{\epsilon} \quad [Ec.8]$$

El error del CAD calculado para los escenarios base y el escenario 2 es de 412 y 427 MUSD respectivamente. Estos errores son mayores que la diferencia de los CAD de los dos escenarios, por lo que no se puede determinar con certeza una reducción del CAD. Este error se debe principalmente a la gran variabilidad del recurso hidráulico. Sin embargo, en términos de valor esperado se puede decir que el sistema de coordinación reduce el CAD.

Una vez determinada la potencia instalada óptima en cada escenario, se procede a realizar una simulación en el año 2035 en el SimSEE, con el fin de evaluar el sistema

únicamente en el año con mayor porcentaje de VE. Se realizan dos simulaciones de 10.000 crónicas del escenario base y el escenario 2. Las simulaciones son de paso diario con 3 postes (4, 12 y 8 horas) y comprenden el período desde el 1/1/2035 hasta el 1/1/2036. En el cuadro 10 se muestran los resultados de ambos escenarios.

	Escenario base	Escenario 2
CAD (MUSD)	979	971
Error CAD 95 % conf (MUSD)	154	160
Excedentes (GWh)	4232	4440
% Excedentes	21	22
Térmica (GWh)	274	203

Cuadro 10: Resultados de simulación año 2035. Elaboración propia.

Como se puede observar en el cuadro 10, se tiene un menor CAD en el escenario 2 como era esperable. También se muestran los excedentes, los cuales son mayores en el escenario 2 ya que se tiene una mayor cantidad de fuentes de generación intermitentes. Cabe destacar que el CAD en el escenario 2 podría ser todavía menor ya que se tomó como hipótesis un precio de exportación de energía conservador (7 USD/MWh).

A su vez, el escenario base implica un mayor porcentaje de energía de fuentes térmicas. Esto tiene consecuencias negativas ya que implica una mayor emisión de gases de efecto invernadero con respecto al escenario 2. Adicionalmente, implica una mayor dependencia y sensibilidad del CAD asociados a la variabilidad de los precios y disponibilidad del combustible.

Otro punto importante a comparar son las potencias máximas en cada escenario. En las figuras 16 y 17 se muestran las potencias diarias de cada poste.

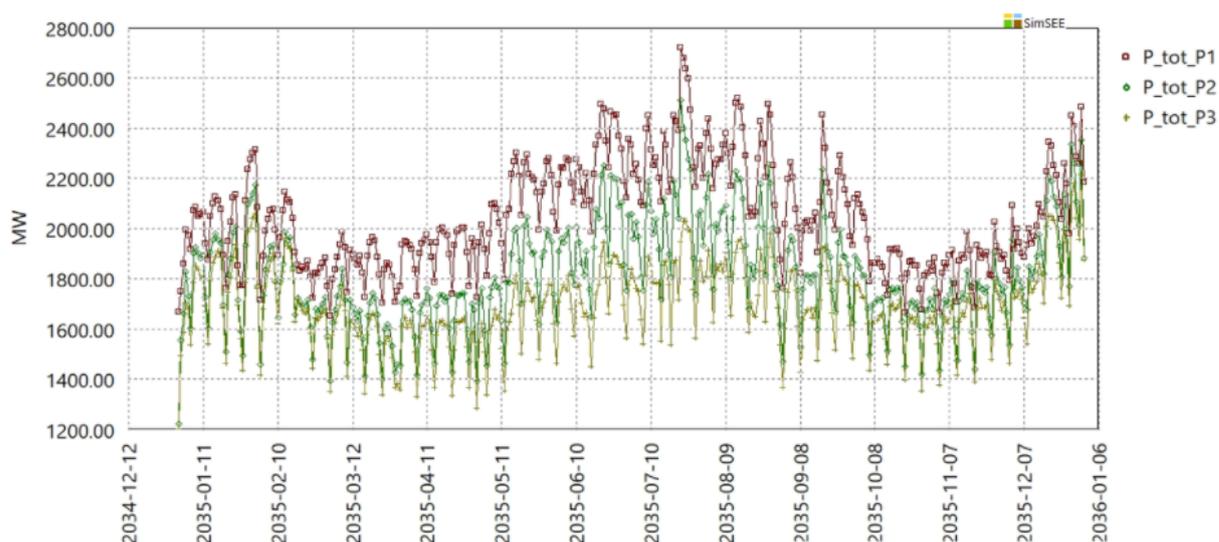


Figura 16: Potencia por poste escenario base. Elaboración propia.

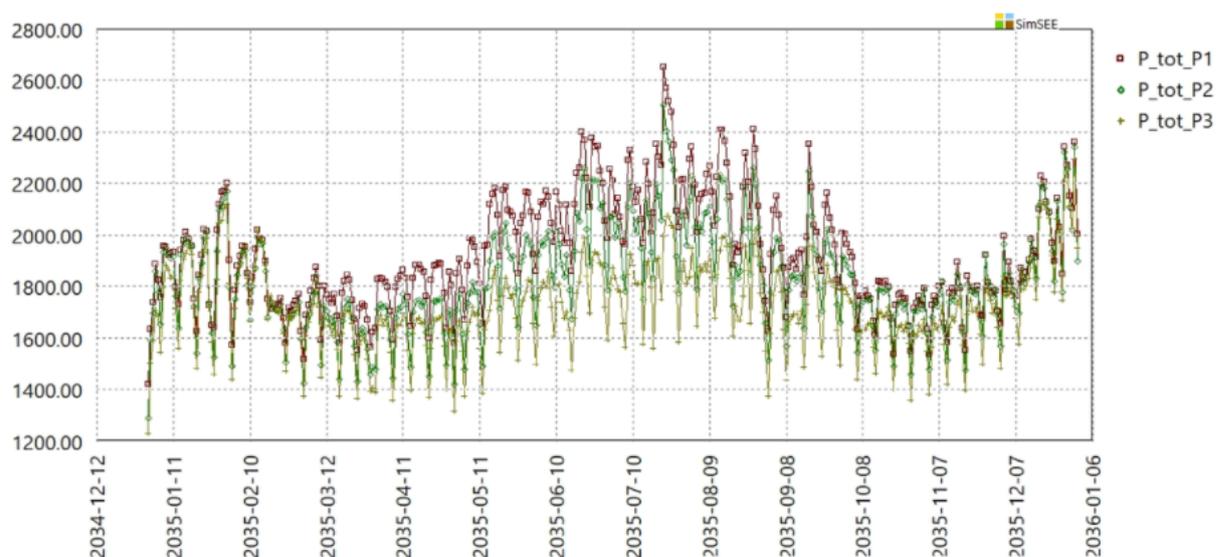


Figura 17: Potencia por poste escenario 2. Elaboración propia.

La potencia máxima demandada en el escenario base es de 2724 MW, mientras que en el escenario 2 es de 2651 MW. Esto implica un menor estrés a las redes eléctricas (transformadores, líneas, etc.) en el escenario con el sistema de coordinación. También se puede observar cómo se juntan las curvas de los postes en el escenario 2, lo que es coherente en un sistema que busca desplazar los picos de consumo.

Por lo tanto, la implementación del sistema propuesto de coordinación de cargas de vehículos eléctricos genera una reducción en valor esperado de unos 100 millones de dólares constantes del CAD en el período comprendido entre el 2022 y el 2035.

Es importante destacar que los resultados están considerando las hipótesis de penetración de VE desarrolladas en el capítulo 3. Sin embargo, estos resultados cambian significativamente en el caso que la evolución de VE sea mayor. A modo de ilustrar esta sensibilidad, se realizó una segunda simulación en el año 2035 modificando los siguientes porcentajes de penetración de VE: 50 % vehículos livianos, 20 % birodados, 50 % buses y 50 % taxis. Como resultado se obtiene que con la implementación del sistema de coordinación se obtiene un ahorro de 250 millones de dólares en el CAD y una reducción del 60 % de generación de fuentes térmicas, lo que es una diferencia significativa con respecto a los resultados del cuadro 10.

### 5.3. Algoritmo de coordinación

En esta sección se analiza el impacto de la carga de vehículos eléctricos en la red de distribución eléctrica y cómo influye la incorporación del sistema de coordinación propuesto. Para esto se realiza un estudio en una parte de la red eléctrica de Montevideo. Se decide seleccionar una zona en donde se tendrá mayor cantidad de VE lo que implica un mayor impacto sobre la red de distribución. Según la cantidad de cargadores por municipio determinada en la sección 3, se selecciona como zona de estudio los municipios CH y E.

#### 5.3.1. Análisis sesiones de carga descoordinadas

Para el estudio fueron aportados por UTE los datos de las subestaciones de media a baja tensión de los municipios elegidos, las cuales son unas 1000 aproximadamente. La información incluye la potencia nominal de cada una de las subestaciones que abastecen dichos municipios. A su vez, contiene la curva horaria de carga total de cada municipio para el año 2019.

En primer lugar se determina una curva de carga para cada municipio en base al día en donde se registró la potencia máxima de la serie de datos. Dicha curva se obtiene dividiendo la potencia horaria sobre la suma de las potencias nominales de todas las subestaciones de cada municipio. A los datos se les aplica un aumento del 2 % anual para escalarlos a la demanda del 2035. En la figura 18 se muestran los dos perfiles de carga obtenidos.

Una vez determinados los perfiles de carga de las subestaciones, se calcula la energía requerida por cada municipio y la curva de potencia de acuerdo a la cantidad de cargadores en cada municipio, la potencia de los mismos (7,4 kW) y los consumos diarios de los

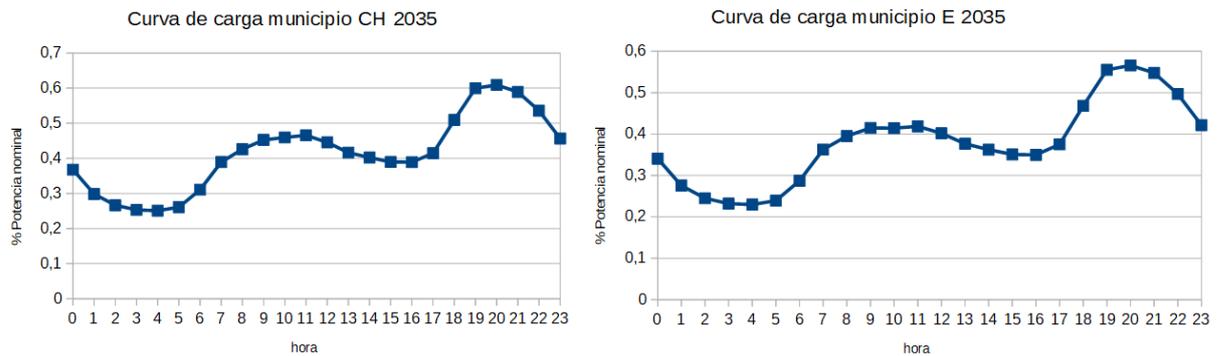


Figura 18: Perfiles de carga de subestaciones en base a datos del SCADA. Elaboración propia.

vehículos. Según las hipótesis del escenario base, todas las cargas comienzan a las 0 horas. En la figura 19 se muestra la potencia de carga de VE total de los municipios CH y E.

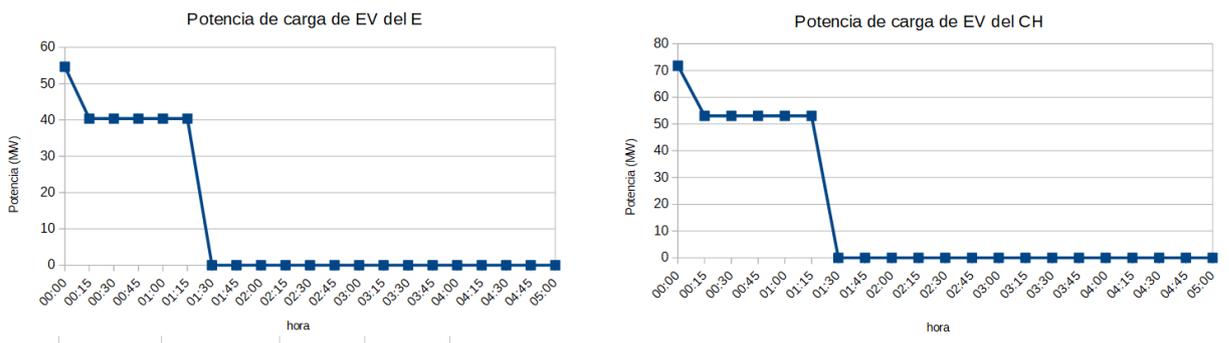


Figura 19: Potencia de carga de VE total de los municipios CH y E. Elaboración propia.

Para el análisis se supone que todas las subestaciones tendrán el porcentaje de carga de la figura 18 y que los cargadores de VE estarán instalados de manera proporcional a la potencia nominal de cada subestación. Por lo tanto, evaluar cada subestación es igual a evaluar el global de cada municipio. De esta manera, sumando la curva de la figura 18 y la de la figura 19 dividido por la potencia nominal total de las subestaciones de los municipios, se obtienen los porcentajes de carga de las subestaciones. Como se puede observar en la figura 20, si bien existe un aumento significativo en los porcentajes de carga de las subestaciones con la carga de los VE, igualmente se mantienen por debajo de los valores admisibles de los transformadores.

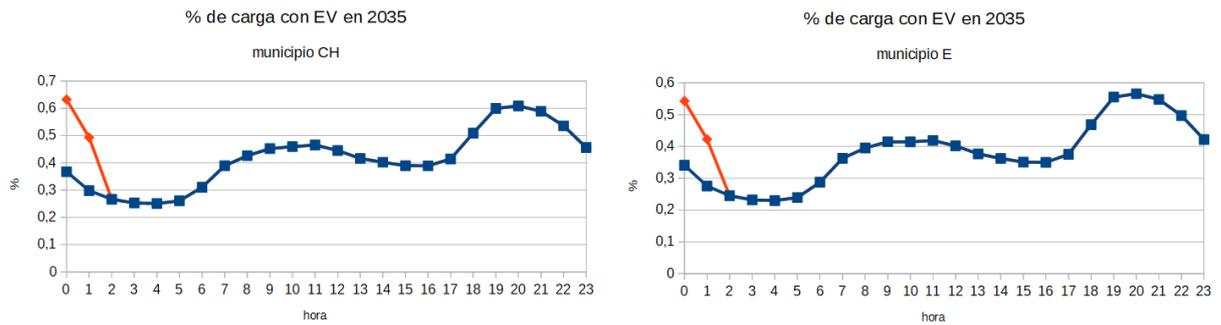


Figura 20: Porcentaje de carga de los transformadores de las subestaciones. En rojo se suma la carga de los VE. Elaboración propia.

Por lo tanto, se puede concluir que en base a las hipótesis consideradas no se tendrán problemas de sobrecargas de transformadores a nivel de media a baja tensión.

Para evaluar el impacto de la carga sin controlar de los VE en las líneas de distribución, aguas abajo de las subestaciones analizadas, se procede a calcular las caídas de tensión en las redes de distribución de dos subestaciones específicas. Para tal fin, también se solicitó a UTE dos unifilares de dichas redes.

Para el estudio se analizan dos tipos de ramales de distribución que son típicos en los municipios considerados. Por un lado, se tiene una subestación con varios ramales que tienen un cable de unos 150 metros de largo aproximadamente que alimenta una carga puntual. Esta situación se puede dar en edificios y es muy frecuente en el municipio CH. En la figura 21 se muestra el unifilar de dicho caso.

Por otro lado, para el municipio E se utiliza una subestación con una distribución típica en casas donde las cargas están más distribuidas. Se analiza sólo un ramal de 4 que tiene la subestación, como se muestra en la figura 22.

En el caso del municipio CH, se analiza uno de los ramales que tiene un cable de 150 metros. El circuito estrella equivalente del ramal de estudio se muestra en la figura 23.

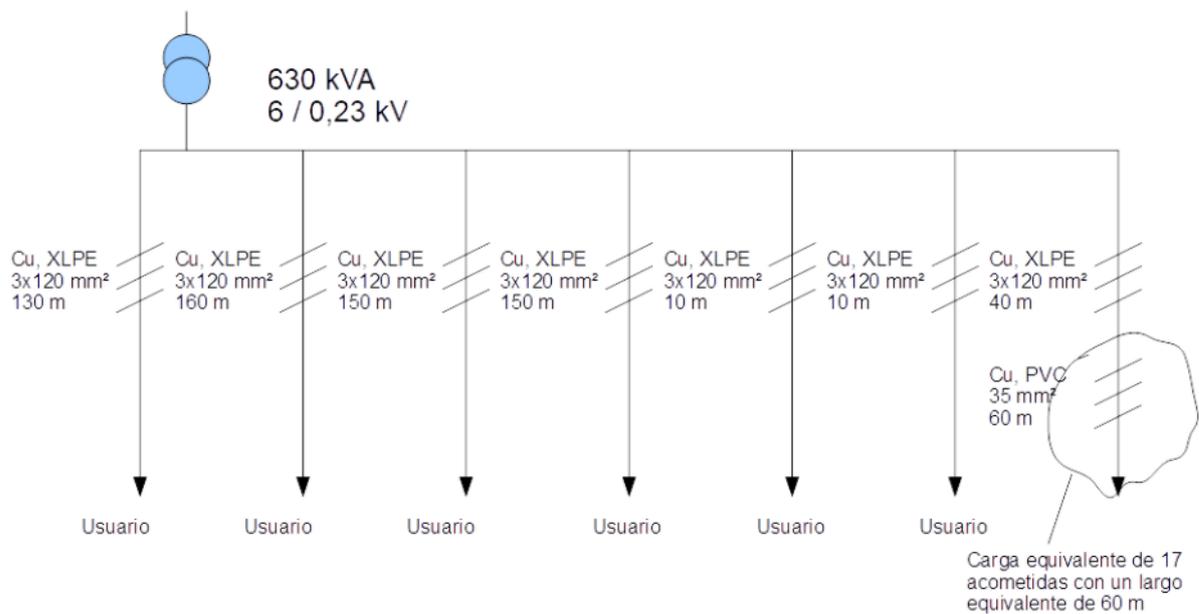


Figura 21: Esquema tipo carga concentrada. Elaboración propia en base a información enviada por UTE.

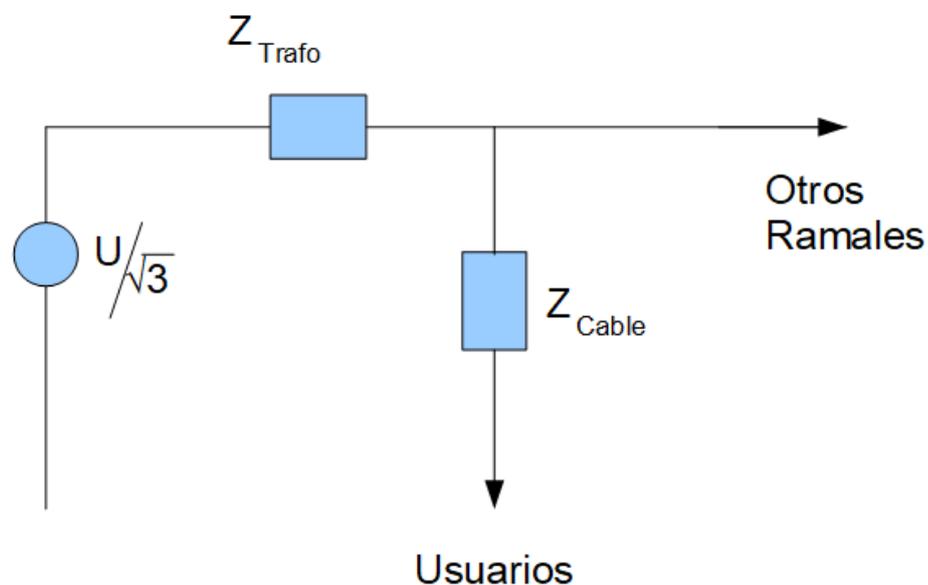


Figura 23: Circuito equivalente ramal de estudio municipal CH. Elaboración propia.

La caída de tensión hasta los usuarios,  $\Delta U$ , es la caída de tensión en el transformador, donde se tiene la corriente del consumo de todos los usuarios  $I_{\text{usuarios}}$  y la corriente de todas las cargas de VE  $I_{VE}$ , sumado a la caída de tensión en el cable del ramal en estudio, donde  $I_{\text{usuarios}}$  se divide entre los ramales,  $R$ , y  $I_{VE}$  se divide entre la fracción de

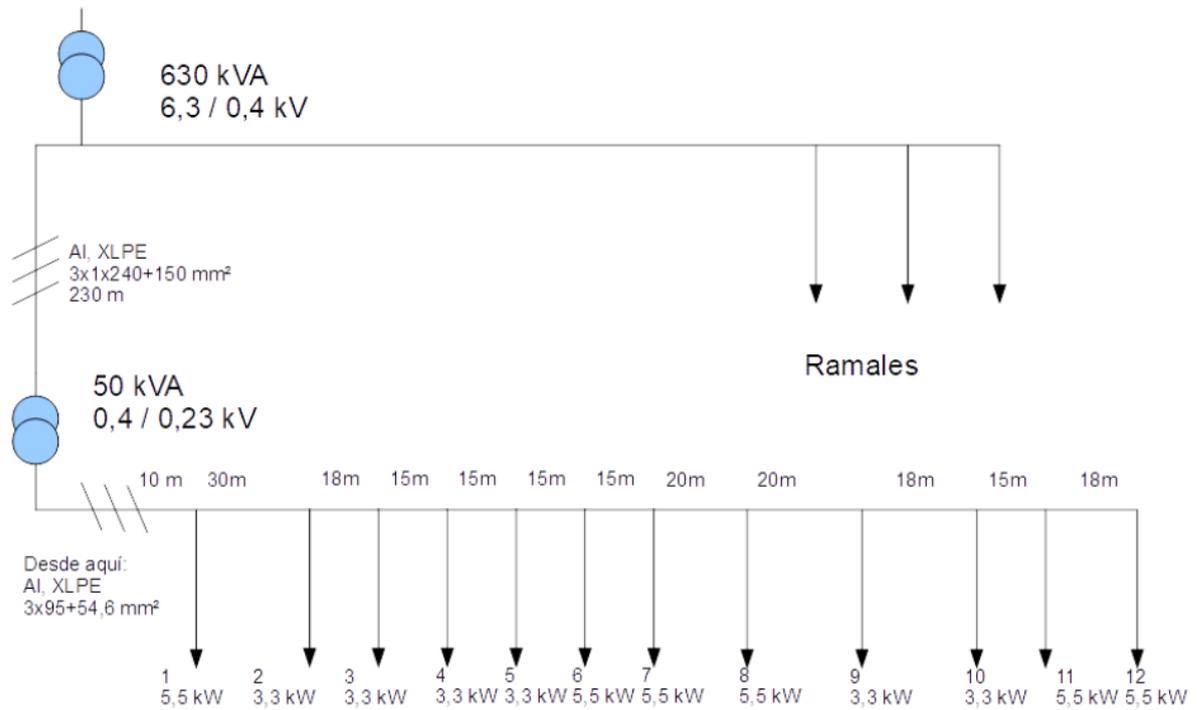


Figura 22: Esquema tipo carga distribuida. Elaboración propia en base a información enviada por UTE.

cargadores en dicho ramal  $\frac{n}{N_T}$ . Donde  $N_T$  es el total de cargadores de la subestación y  $n$  es la cantidad que se encuentran en el ramal de estudio. Esto se expresa en la ecuación 9 donde:

- $U_n$  es el voltaje de baja tensión (230V).
- $Z_{trafo}$  es la impedancia del transformador calculada como  $Z_{trafo} = \frac{u_{cc} \cdot U_n}{S_{trafo}} \cdot j$ , donde solo se considera la impedancia inductiva,  $U_n$  es la tensión secundaria nominal del transformador,  $S_{trafo}$  es la potencia nominal del transformador y  $u_{cc}$  es el voltaje de cortocircuito.
- $Z_{cable}$  es la impedancia del cable calculada como  $Z_{cable} = \frac{\rho \cdot L}{S} + (X \cdot L) \cdot j$ . Donde  $\rho$  y  $X$  son la resistividad e inductancia del material conductor, y  $L$  y  $S$  son el largo y la sección del cable respectivamente.
- La potencia aparente demandada por todos los usuarios conectados a la subestación,  $S_{usuarios}$ , se calcula como el porcentaje de la figura 18 por la potencia nominal del transformador de la subestación (630 kVA). Se supone un factor de potencia de 0,92 y que la carga se distribuye de igual manera en cada ramal. Se asume que la

	Caída de tensión (% respecto al voltaje nominal)		
Hora	22 cargadores	10 cargadores	3 cargadores
0	7,4	4,7	3,4
1	5,5	3,6	2,6
2	1,4	1,4	1,4
3	1,4	1,4	1,4
4	1,4	1,4	1,4
5	1,4	1,4	1,4

Cuadro 11: Caídas de tensión caso carga puntual. Elaboración propia.

corriente  $I_{usuarios}$  no varía con la incorporación de la carga de VE y se calcula como

$$I_{usuarios} = \frac{S_{usuarios}}{\sqrt{3} \cdot U_n}.$$

- Los cargadores se suponen trifásicos con una potencia de 7,4 kW. y el factor de potencia se define en 1.

$$\Delta U = \frac{Z_{trafo}}{\sqrt{3} \cdot U} (S_{usuarios} + \frac{S_{VE}}{1 - \Delta U}) + \frac{Z_{cable}}{\sqrt{3} \cdot U} (\frac{S_{usuarios}}{R} + \frac{S_{VE} \cdot n}{(1 - \Delta U) \cdot N_T}) \quad [Ec.9]$$

La cantidad de cargadores  $N_T$  de la subestación se define de manera proporcional a la relación entre la potencia del transformador de la subestación y la potencia total de las subestaciones del municipio CH. Esto da como resultado 22 cargadores. Para el cálculo de las caídas de tensión se consideran 3 casos. Uno en donde los 22 cargadores se instalan en el ramal en estudio. Otro caso en donde los 22 cargadores se reparten de igual manera en los 7 ramales (3 cargadores en cada ramal). En el tercer caso, se supone un término medio, en donde 10 cargadores se instalan en el ramal de estudio y 2 cargadores en el resto de los ramales. En el cuadro 11 se muestran los resultados.

Como se puede ver en los resultados, en los casos con 22 y 10 cargadores, se tienen caídas de tensión mayores a la admisible en la hora 0 y 1 (mayor a 3%). Para 3 cargadores, se excede levemente el límite en la hora 0.

Por otro lado, en el municipio E se tiene un caso tipo de carga distribuída (figura 22). Se analiza un ramal de los cuatro que tiene la subestación. Se utiliza el modelo de una carga equivalente puntual, definiendo un cable de largo equivalente según la ecuación 10 para las cargas conectadas al cable de  $95 \text{ mm}^2$ . Donde  $S_i$  es la potencia de cada usuario,  $S_{VE_i}$  es la potencia de cada cargador y  $l_i$  es el largo del cable preensamblado. El circuito equivalente se muestra en la figura 24.

Por otro lado, para el caso tipo de carga distribuída (figura 22), se analiza un ramal de los cuatro que tiene la subestación. Se utiliza el modelo de una carga equivalente puntual, definiendo un cable de largo equivalente según la ecuación 10 para las cargas conectadas al cable de  $95mm^2$ . Donde  $S_i$  es la potencia de cada usuario,  $S_{VE_i}$  es la potencia de cada cargador y  $l_i$  es el largo del cable preensamblado. El circuito equivalente se muestra en la figura 24.

$$L_{eq} = \frac{\sum_i l_i \cdot (S_i + S_{VE_i})}{\sum_i (S_i + S_{VE_i})} \quad [Ec.10]$$

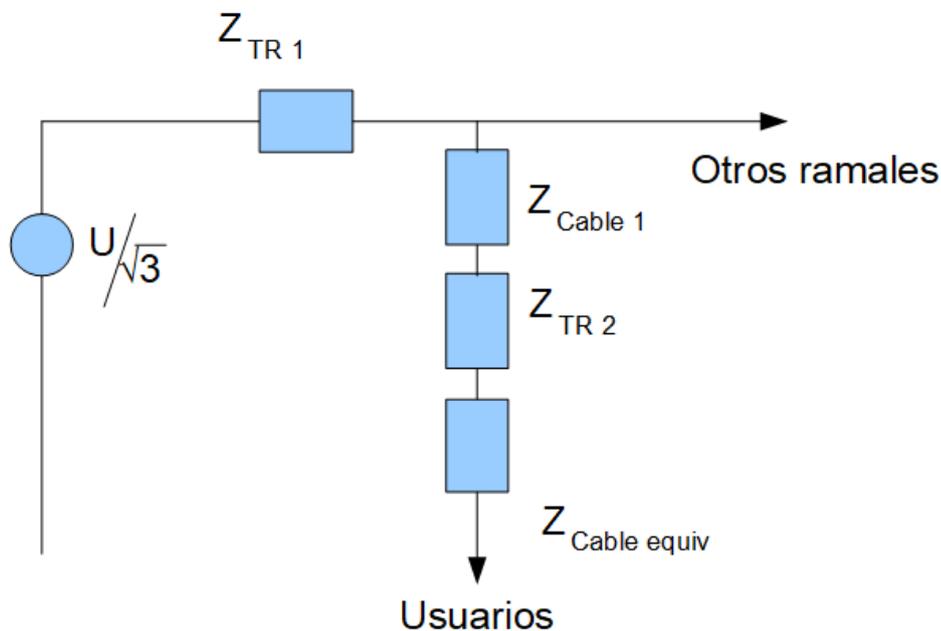


Figura 24: Circuito equivalente ramal distribuido en 230 V. Elaboración propia.

Por lo tanto, análogamente a lo calculado en el municipio CH, la caída de tensión de la carga puntual equivalente se puede aproximar según la ecuación 11. Las impedancias se calculan igual a las del municipio CH. Para la impedancia del cable equivalente se utiliza el largo equivalente y la impedancia del cable 1 que está en el nivel de 400 V se corrige de acuerdo a la relación al cuadrado de las tensiones  $(230/400)$ .  $U_n$  es la tensión de 230 V y las impedancias de los transformadores 1 y 2 se calculan para la tensión de 230 V y potencias de 630 y 50 kVA respectivamente. La potencia demandada por los usuarios se calcula como el porcentaje de carga de la figura 15 multiplicado por la potencia del transformador. En este caso se tienen dos transformadores, por lo que se supone que ambos están cargados con el porcentaje de la figura 18. Por lo tanto, se tiene la potencia que

	Caída de tensión (% respecto al voltaje nominal)		
Hora	12 cargadores	9 cargadores	5 cargadores
0	14,4	11,4	7,8
1	10,3	8,3	5,8
2	2,1	2,1	2,1
3	2,0	2,0	2,0
4	2,0	2,0	2,0
5	2,1	2,1	2,1

Cuadro 12: Caídas de tensión caso carga distribuida. Elaboración propia.

consume toda la subestación,  $S_{usuarios}$ , y la potencia que consume el ramal de estudio,  $S_{usuarios_r}$ , calculada según la potencia nominal del autotransformador de 50 kVA.

$$\Delta U = Z_{TR1} \left( \frac{S_{usuarios}}{\sqrt{3} \cdot U_n} + \frac{S_{VE}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot (1 - \Delta U)} \right) + (Z_{TR2} + Z_{c1} + Z_{ceq}) \left( \frac{S_{usuarios_r}}{\sqrt{3} \cdot U_n} + \frac{S_{VE} \cdot n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot (1 - \Delta U) \cdot N_T} \right) \quad [Ec.11]$$

La cantidad de cargadores asociados a esta subestación es de 20. Se consideran 3 casos de estudio. En el primer caso cada usuario del ramal de estudio tiene un cargador, por lo que se tendrían 12 cargadores. En otro caso se supone que los cargadores se distribuyen equitativamente entre los cuatro ramales, por lo que se tienen 5 cargadores en el ramal de estudio y se instalan en los usuarios del 8 al 12, ya que son los que se espera tener peor resultado desde el punto de vista de la caída de tensión al encontrarse al final de la línea. Por último se considera un caso intermedio en donde se tengan 9 cargadores en los usuarios del 4 al 12. Los factores de potencia, tanto para cargas como para VE, se suponen los mismos que en el caso del municipio CH. De la ecuación 10 se obtienen 3 largos equivalentes de 115, 129, 140 metros para el caso con 12, 9 y 5 cargadores respectivamente. Los resultados se muestran en el cuadro 12.

En este caso también se supera la caída de tensión máxima admisible en todos los casos considerados.

Por lo tanto, se puede concluir que es razonable que en ambas redes tipo analizadas se tendrán problemas en las líneas de distribución según las hipótesis definidas. Cabe destacar que estos cálculos se realizan en base a un porcentaje de carga global de los municipios CH y E de todas las subestaciones. Por lo que puede pasar que en algunos transformadores se tengan porcentajes menores de carga y por lo tanto no existan problemas, pero en otros ramales los porcentajes sean mayores y los problemas sean incluso mayores.

Del análisis realizado se desprende que es beneficiosa la coordinación de las cargas para evitar problemas en las líneas de distribución.

A partir de las caídas de tensión calculadas se buscan los factores de simultaneidad que aseguran una caída de tensión menor o igual a 3%. Por lo tanto, en base a estos números se construye una curva de factores de simultaneidad como se muestra en la figura 25. Los mismos se calculan para cada hora de modo que la demanda de los clientes sumado al consumo simultáneo de cargadores genere una caída de tensión menor o igual a 3%. Estos factores se utilizan como insumo para el algoritmo de coordinación. Es importante destacar que estos factores de simultaneidad fueron realizados en base a subestaciones de 630 kVA por lo que se debe analizar si son válidos para las subestaciones de 400 kVA. A su vez, este factor debe tener en cuenta no sobrecargar las líneas y al mismo tiempo garantizar la demanda de carga de VE diaria. Para determinar la curva de la figura 25 se consideró el caso más conservador (caso que todos los cargadores en funcionamiento simultáneo de la subestación están en el mismo ramal).

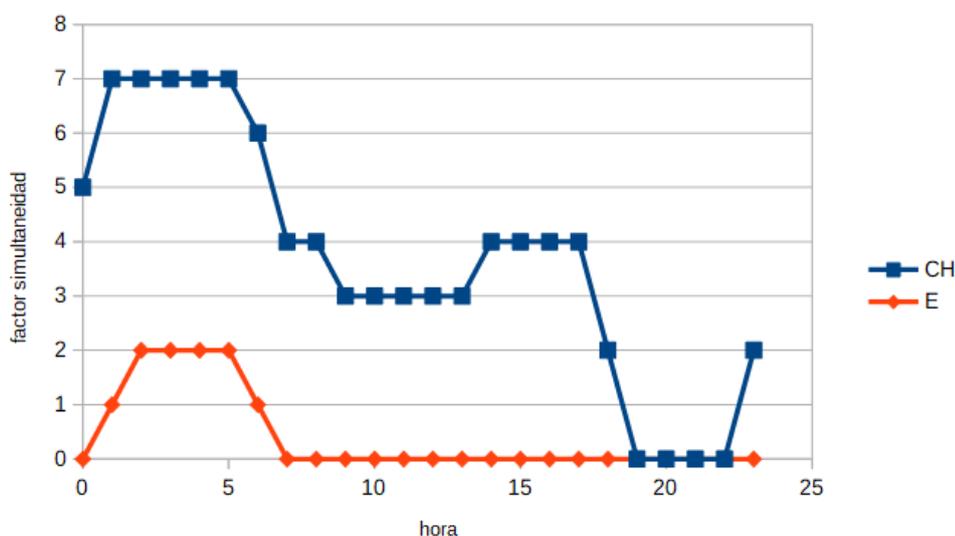


Figura 25: Factores de simultaneidad de carga por subestación. Elaboración propia.

### 5.3.2. Simulación algoritmo de coordinación

Ahora se evalúan los parámetros discutidos en la sección anterior pero simulando que el sistema de coordinación está en funcionamiento.

Para esto se debe determinar la curva de potencia de carga de VE que asignan los cronogramas de coordinación.

En primer lugar se determina la potencia óptima de carga utilizando el SimSEE mediante el actor “demanda con respuesta”. A partir del sistema en el año 2035 (sección 5.2)

se simula una sala de paso diario con 4 postes de 4, 6, 8 y 6 horas con las potencias demandadas ordenadas de mayor a menor. Se determina una demanda plana con la energía diaria a consumir por los VE totales en el sistema y esta se asocia al actor “demanda con respuesta” para ser gestionada. Como resultado se obtiene la potencia óptima en cada poste. Con esta potencia y la demanda se asocia el valor de la potencia a cada hora. En la figura 26 se muestra la curva de carga horaria óptima en azul y la curva de carga sin coordinar en rojo de todo el sistema.

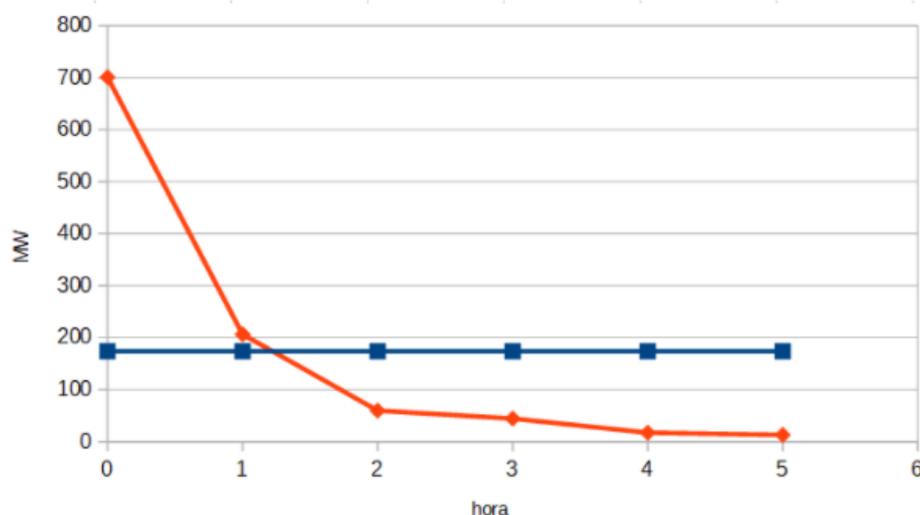


Figura 26: Potencia horaria de carga de VE óptima (azul) y sin coordinar (rojo). Elaboración propia.

Como se puede ver, el SimSEE asigna toda la carga al último poste que corresponden a las horas desde las 0 a las 6. Para evaluar el algoritmo de asignación de carga a cada subestación se realizó un programa utilizando la herramienta Octave que simula el algoritmo de coordinación descrito en la sección 4. Para simplificar la cantidad de datos solo se utilizan las dos subestaciones del CH y el E como si fueran el total de cargas a coordinar. Para esto se escala la potencia óptima de la figura 26 de acuerdo a la energía requerida por las dos subestaciones.

En el programa se ingresan los datos de la curva de potencia óptima, la energía requerida y disponibilidad de carga de cada cargador de las subestaciones del CH y el E. Para la mitad de los cargadores se supuso una disponibilidad de las 20 hasta las 7 am y para la otra mitad una disponibilidad desde las 0 a las 3 am. Para los factores de simultaneidad de la subestación mencionados en la sección 5.3.1, se utilizó la curva de la figura 25 correspondiente al municipio CH (sección anterior). No se utilizó la curva del municipio

E ya que con esos valores no se llega a abastecer la demanda de carga de VE diaria, por lo que en casos similares a ese se deberán reforzar las líneas de la red.

Con esta información el algoritmo sigue los pasos detallados en la sección 4 y se obtiene como resultado la gráfica que se muestra en la figura 27. La curva azul corresponde a la potencia demandada por los clientes en ambas subestaciones mientras que a la curva roja se le adiciona la potencia de carga de los VE. También se muestra la energía correspondiente a los cargadores; las barras verdes son la potencia óptima asignada por el simSEE, las barras rojas son la potencia que no pudo asignarse debido a falta de disponibilidad o a sobrecarga de las redes y las barras amarillas son la energía asignada que no se pudo asignar en el horario óptimo. Como se puede ver, a las 0 horas no se pudo asignar toda la energía óptima ya que se llega al límite de cargadores simultáneos, por lo que se tuvo que reasignar a las 5 y a las 6 horas (barras amarillas).

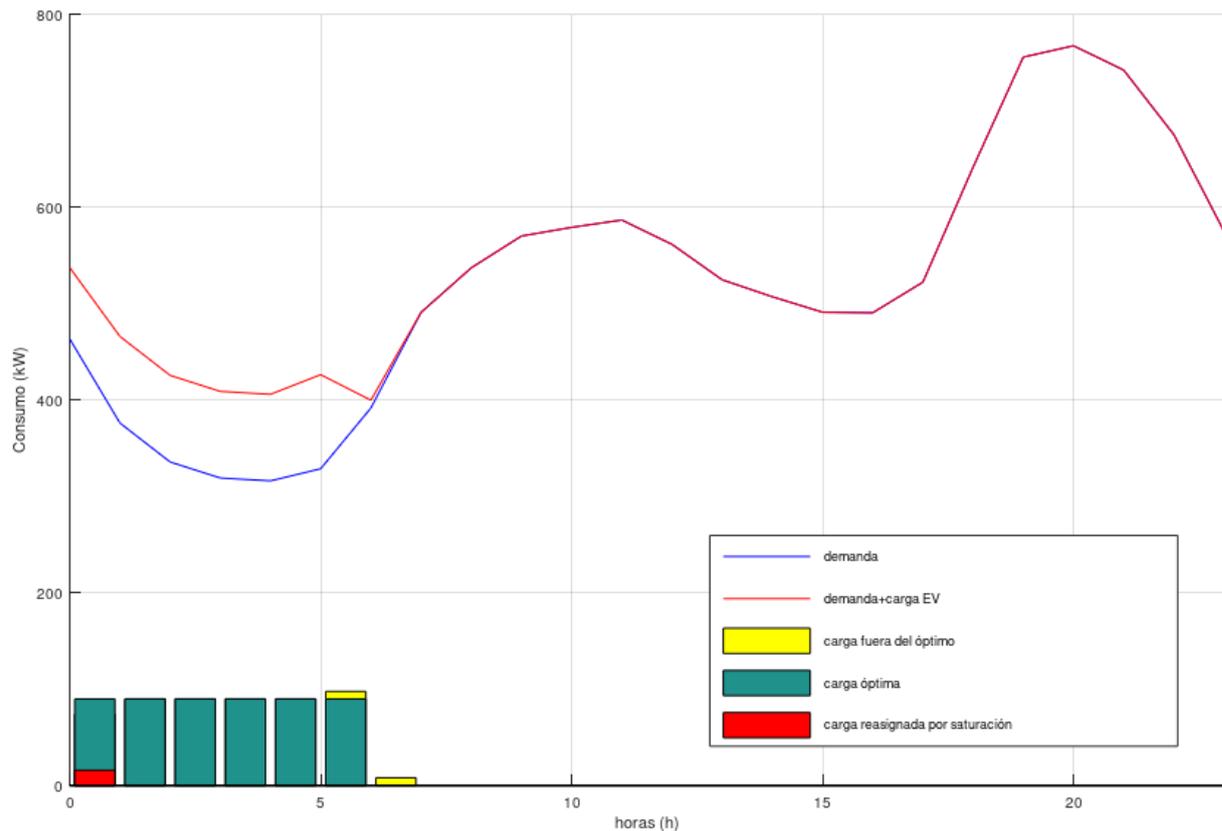


Figura 27: Simulación de coordinación de carga de VE. Elaboración propia.

Con el cronograma obtenido se repite el procedimiento de la sección 5.3.1 y se obtiene el cuadro 13 con las caídas de tensión resultantes.

Hora	CH		E	
	cargadores activos	caída de tensión	cargadores activos	caída de tensión
0	5	3,0	5	5,6
1	7	3,1	5	5,1
2	7	2,9	5	4,8
3	7	2,9	5	4,7
4	7	2,8	5	4,7
5	6	2,7	7	5,8
6	0	1,7	1	3,1

Cuadro 13: Caídas de tensión (% con respecto a la tensión nominal) de los ramales de la subestación del CH y E con coordinación. Elaboración propia.

En el cuadro 13 se muestran los resultados para los casos en que todos los cargadores se encuentren en el ramal de estudio, que es el caso más conservador. Para los factores de simultaneidad seleccionados, no se presentan problemas en el CH pero todavía existen problemas en el E. Igualmente los valores de caída de tensión pueden ser menores ya que algunos de los cargadores activos se pueden encontrar en otros ramales.

Por lo tanto, con el sistema de coordinación se obtuvo una reducción significativa en los posibles problemas en las redes de distribución asociados a las cargas de VE.

## 6. Implementación del sistema

En el capítulo 5 se realizó el estudio sobre los beneficios que puede implicar para el sistema eléctrico uruguayo la implementación del sistema de coordinación de cargas de VE. En este capítulo se abordan las características técnicas que debe tener el sistema para poder implementarlo. No se desarrolla el código del software, solo se describen las especificaciones del mismo.

Este trabajo se centró en la implementación de la tecnología blockchain al sistema eléctrico uruguayo y, por lo tanto, la solución de coordinación de cargas de VE se implementa con esta tecnología. A su vez, se tienen en cuenta las ventajas y el análisis desarrollado en el capítulo 5. Sin embargo, esta decisión no invalida que el sistema pueda ser diseñado utilizando una arquitectura centralizada con tecnología tradicional.

Se pueden definir tres bloques principales del sistema que interactúan entre sí. Estos bloques se pueden considerar como cajas negras que reciben y envían información, cada uno cumpliendo su rol en el sistema.

El **sistema central** tiene como objetivo principal determinar y enviar los cronogramas de carga diarios de todos los puntos de carga que participen. Debe recibir la disponibilidad de carga y la energía diaria requerida por cada SAVE y aportar esta información al Despacho de Cargas. También debe recibir del Despacho de Cargas el cronograma de sesiones de carga que optimiza el despacho diario.

Otro bloque está comprendido por los **puntos de carga**. Tiene como objetivo interactuar con el sistema central para habilitar la carga de los VE. La comunicación es únicamente con el sistema central, y en la misma se debe seguir el protocolo OCPP para que sea compatible con los SAVE de cualquier fabricante.

Por último se tiene a la **aplicación del usuario**. Este bloque es la interfaz con el usuario y también se comunica con el bloque del sistema central. El objetivo es que el usuario pueda seleccionar un SAVE en donde cargar y poder acceder a la información y funcionalidades del sistema (energía consumida, facturación, SAVE de acceso público, agendado, etc.).

En la figura 28 se muestra la arquitectura del sistema en donde se puede observar cómo se comunica cada bloque y la información que intercambian. En la figura aparece el Despacho de Cargas como un actor externo que interactúa con el sistema, pero que es fundamental para determinar la curva de carga óptima. Si bien, como se especifica en la siguiente sección, el Despacho de Cargas forma parte del bloque “sistema central” (ya que debe ser un nodo de la blockchain), en el esquema se muestra un bloque externo al

sistema de coordinación, ya que representa todo el trabajo que realiza el Despacho para determinar la operación del sistema (pronósticos de energía hidráulica, eólica y solar, optimización de la utilización del agua, despacho de máquinas, etc.).

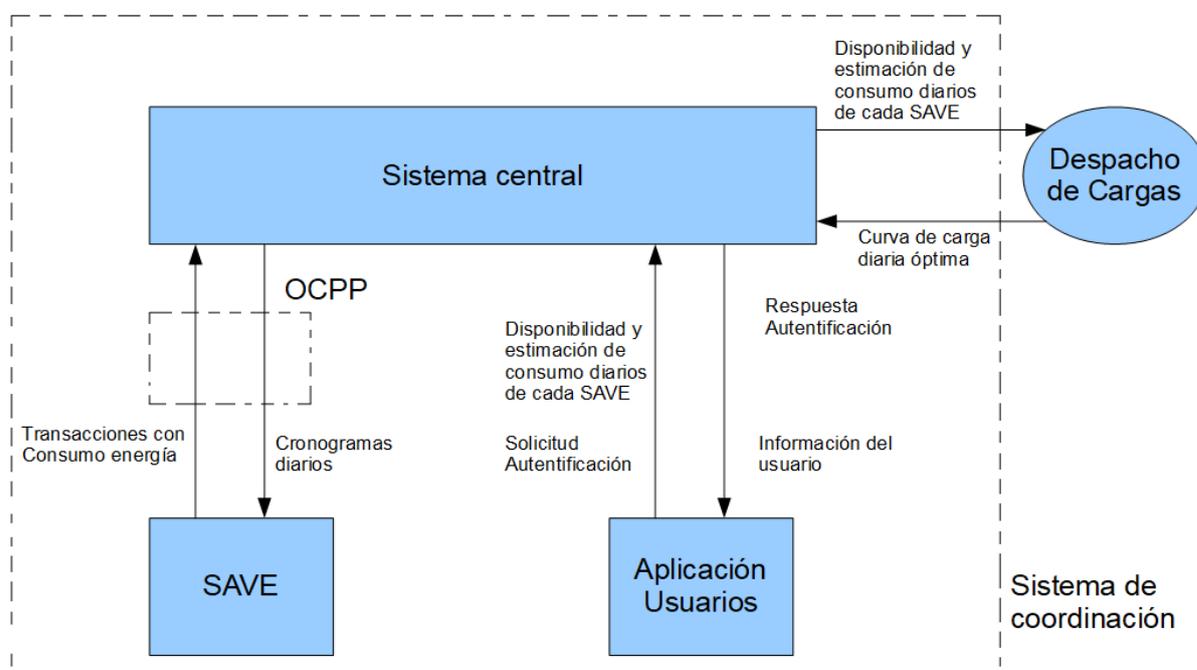


Figura 28: Esquema del sistema propuesto y las comunicaciones. Elaboración propia.

## 6.1. Arquitectura del sistema

Una vez identificados los bloques esquemáticos del sistema de coordinación, en esta sección se profundiza en la arquitectura detallada del blockchain y cómo se integran los distintos componentes.

En [12] se describe la arquitectura de una blockchain genérica, lo que se muestra en la figura 29. Se pueden identificar tres bloques; la red pública, la nube y la red empresarial. Los elementos que se encuentran en la nube no necesariamente deben ser implementados en la nube, pero es una recomendación de los autores. A su vez, los componentes que forman la blockchain van a depender del caso de uso y tipo de plataforma que se utilice. A continuación se describen algunos componentes que se observan en la figura, según lo que se detalla en [12].

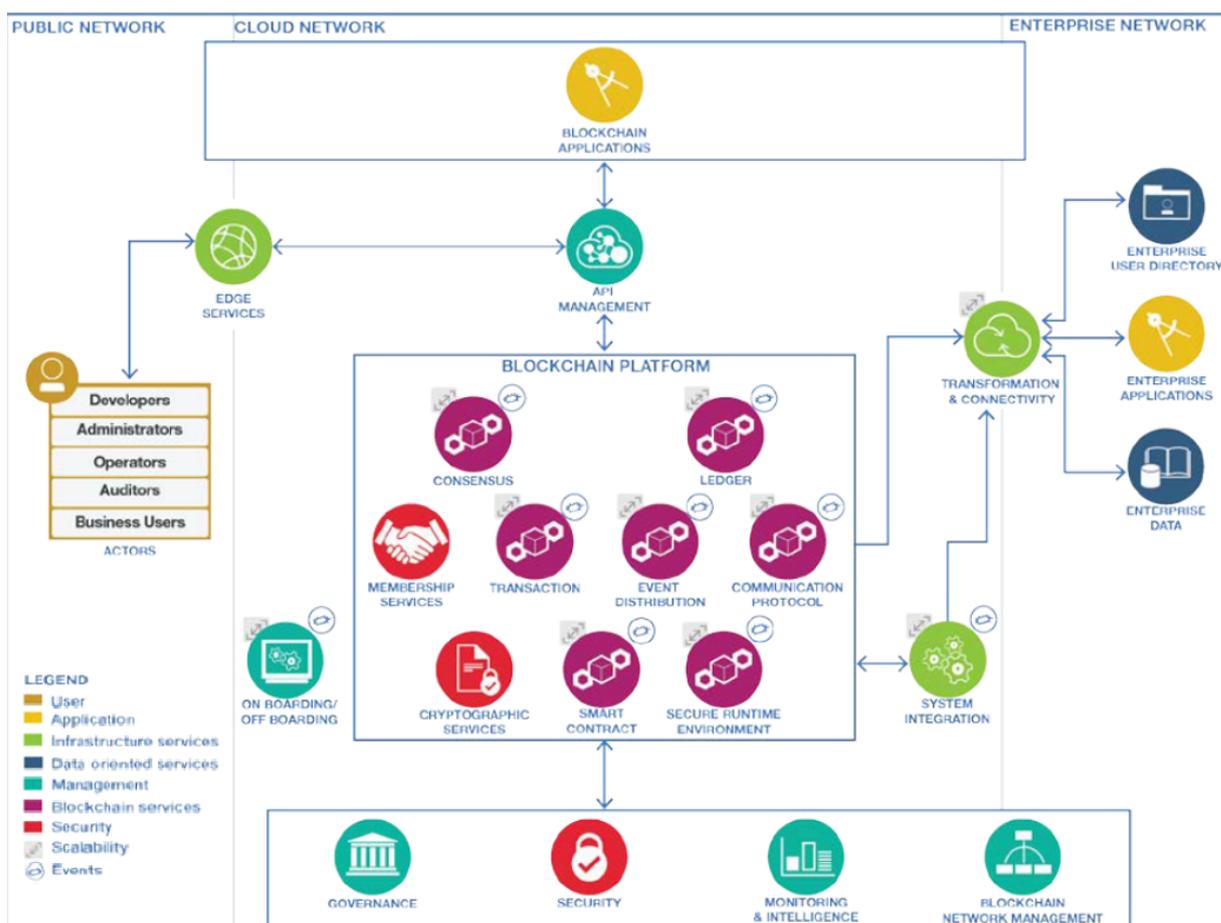


Figura 29: Arquitectura genérica de una blockchain. Obtenido de [12]

La plataforma blockchain es el conjunto de servicios que se ejecutan en los nodos y que permiten el funcionamiento de la blockchain.

La aplicación blockchain es el software que interactúa con la plataforma la cual le permite al usuario final acceder a las funcionalidades del blockchain. Se pueden implementar como aplicaciones web o aplicaciones que se ejecutan en los dispositivos del usuario final. Las aplicaciones blockchain interactúan con la plataforma blockchain a través de Interfaces de Programación de Aplicaciones (API) que ofrece la plataforma.

Existen varios mecanismos con los que el usuario puede interactuar con la blockchain. El Software Development Kit (SDK) es un conjunto de herramientas para los desarrolladores. Permite la integración y comunicación entre la plataforma y las aplicaciones. Un Cliente SDK es una librería con un conjunto de APIs en la forma de métodos y llamadas los cuales pueden ser usados por los programas clientes para acceder a las capacidades y funcionalidades de la red blockchain. Los programas clientes pueden ser escritos en

lenguajes como Java, Node o Python.

También se tienen sistemas de integración entre la plataforma blockchain y un sistema empresarial como pueden ser las APIs o un bus de servicio empresarial.

La aplicación empresarial es creada para interactuar con la plataforma blockchain. Los contratos inteligentes pueden obtener o enviar información a través de esta aplicación, así como también solicitar servicios.

Los Edge Services permiten el flujo de datos desde internet al sistema lo que incluye, entre otros, los siguientes servicios:

- Domain Name System: asocia el URL de una recurso web con el TCP-IP del sistema en donde está dicho recurso.
- Firewall: controla las comunicaciones de acceso al sistema.
- Load balancers: distribuye el tráfico entre varios recursos (computadoras, procesadores, almacenamiento, etc.).

En [23] desarrollan una aplicación blockchain para llevar el registro de empadronamiento de vehículos por las Intendencias. En la figura 30 se muestra cómo es el procedimiento para consultar el empadronamiento de un vehículo. Mediante una Aplicación Web, a través del SDK, se realiza una consulta a la blockchain, la cual internamente invoca a dos contratos inteligentes para realizar lo solicitado (en Hyperledger los contratos inteligentes son llamados chaincode).

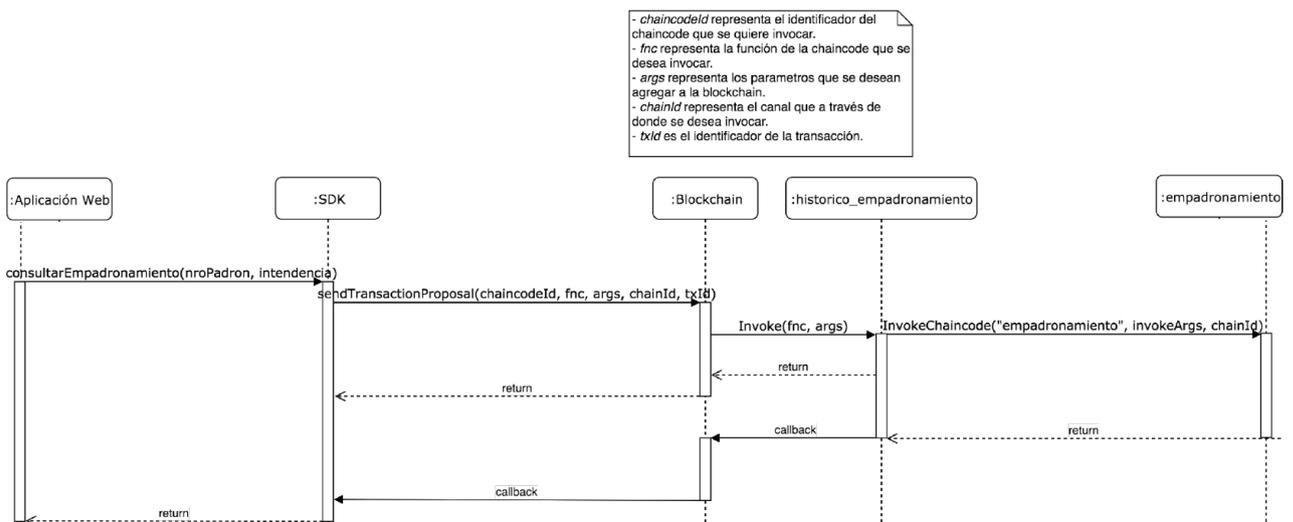


Figura 30: Ejemplo de interacción de una Aplicación web con una red blockchain. Obtenido de [23]

Aplicando estos conceptos al sistema de coordinación propuesto se pueden definir los siguientes componentes.

El bloque definido como sistema central debe ser la plataforma blockchain, formada por los nodos correspondientes. Luego, deben implementarse dos aplicaciones blockchain, las cuales interactúan con la plataforma. La primera aplicación se ejecuta en los dispositivos de los usuarios de VE. La segunda aplicación se ejecuta en el SAVE y es la encargada de realizar las transacciones con los registros de consumos de energía.

Por otro lado, también se debe desarrollar una aplicación (UTE) la cual debe consultar una base de datos que tenga actualizada la información de la red de distribución (subestaciones, SAVE's instalados en la red, factores de simultaneidad, etc.). A su vez, debe utilizar los datos de consumos y horarios de energía de cada usuario con el fin de realizar la facturación. Esta aplicación debe interactuar con los contratos inteligentes 1 y 2.

Para el cálculo de la curva de carga óptima se debe diseñar una aplicación (ADME) que pueda levantar del contrato inteligente 1 los datos de la estimación de energía a consumir y luego enviarle una transacción con la curva de carga óptima.

En lo que refiere al SAVE, el mismo debe disponer de dos programas instalados. Uno es el software que ejecute un light node de la plataforma blockchain (este punto se detalla en la sección 6.3). El otro software es una aplicación que interactúa con la plataforma blockchain y realiza las operaciones del SAVE, como ejecutar la carga, registrar el consumo de energía, solicitar autenticación y permisos para cargar, etc. Esta última aplicación es la que tiene incorporado el protocolo OCPP para que pueda ser compatible con los distintos fabricantes de SAVE's, y generalmente ya viene desarrollada por el fabricante del SAVE.

Es importante resaltar que para que el sistema sea implementado con la tecnología blockchain, tiene que ser posible instalar el software para que el SAVE sea un light node. Esto puede llegar a ser una barrera para su implementación, ya que no todos los SAVE's tienen los permisos necesarios para realizar dicha instalación (dependiendo el proveedor), algunos equipos son paquetes cerrados que no se pueden configurar. Por lo tanto, este punto debe ser tenido en cuenta a la hora de la implementación del sistema.

En resumen, a partir del sistema esquemático de la figura 29 se obtiene la arquitectura de la figura 31.

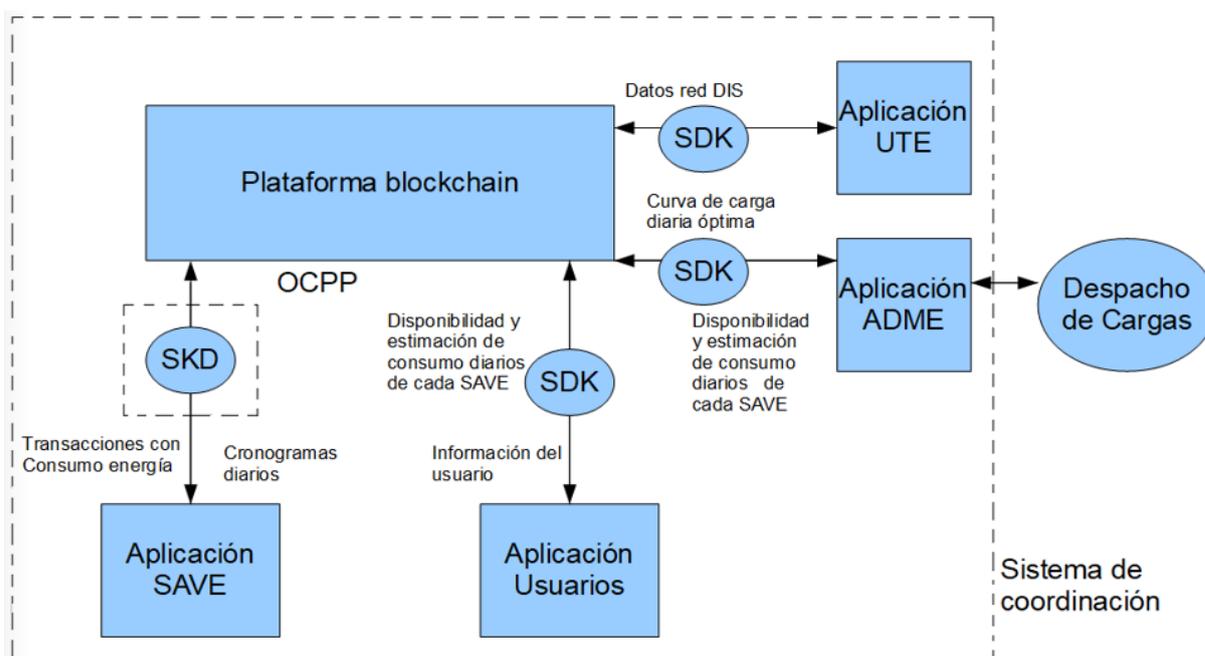


Figura 31: Arquitectura del sistema de coordinación. Elaboración propia

## 6.2. Participantes del sistema

Se debe definir quiénes serán los actores principales que participarán del sistema. A continuación se definen los tres participantes principales y los componentes necesarios para el funcionamiento. A su vez, se detallan las tareas que debe realizar cada uno.

### 6.2.1. UTE

UTE es uno de los actores principales de la red y debe tener los permisos necesarios para acceder a la información para poder determinar y aplicar los beneficios económicos.

Debe tener a disposición una computadora con conexión a internet que funcione como nodo de la red blockchain. En la sección 6.3 se especifican las características de la red blockchain y la función que debe realizar en el rol de nodo.

La empresa estatal también debe ser responsable de tener una base de datos actualizada con la cantidad de subestaciones de MT/BT existentes en todo el país. Cada subestación debe tener asociado un factor de simultaneidad y la cantidad de SAVE alimentados de la misma. Esta base de datos será consultada cada vez que se corra el algoritmo de coordinación que se describió en la sección 4.1.

Una vez que se tiene la curva de carga óptima de cada día, en el nodo de UTE se

debe correr el contrato inteligente 1, el cual tiene el algoritmo de coordinación, por lo que necesita una capacidad de cómputo suficiente para este requerimiento.

### 6.2.2. Despacho de cargas

El Despacho de Cargas es otro actor que debe participar de la red para determinar los cronogramas de carga que optimizan el despacho de las fuentes de generación. También debe tener permisos para obtener la información referente a la demanda energética para las sesiones de carga de VE.

Debe tener a disposición una computadora con conexión a internet que funcione como nodo de la red blockchain.

A su vez, es el responsable de realizar los cálculos para determinar la curva de carga óptima de cada día, la cual debe enviar al contrato inteligente 1.

También debe poder acceder a la información de demanda energética diaria de carga de VE para utilizar como insumo en el cálculo de la curva de carga óptima. Una vez que el contrato inteligente 1 haya determinado el cronograma de sesiones de carga definitivo este debe quedar disponible para ser consultado por el Despacho de Cargas para tenerlo como insumo para realizar el despacho de generación del día.

### 6.2.3. Participantes SAVE

Finalmente, se tiene a los SAVE como participantes de la red, los cuales por un lado cumplen la función de aportar la información referente a las cargas de los VE y por otro lado deben recibir y ejecutar los cronogramas de carga.

El componente del SAVE que va a interactuar con la blockchain es la computadora. En el prototipo de SAVE desarrollado por estudiantes de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República [37] detallado en la sección 3.3 utilizan una Raspberry Pi como cerebro del punto de carga. En otro prototipo de SAVE desarrollado por estudiantes de la Universidad Católica de Uruguay [76] también utilizan una Raspberry Pi para correr la lógica del SAVE. Por lo tanto, es un punto a tener en cuenta la capacidad de cómputo necesaria del SAVE al momento de definir el rol que cumplirá en la red blockchain. Esto se aborda en la sección 6.3.

## 6.3. Características de la red blockchain

Las redes blockchain pueden ser públicas o privadas dependiendo los permisos que tienen los nodos para validar los bloques y mantener la red. En este caso los nodos

validadores serán los nodos de UTE y el Despacho de Cargas, que son actores confiables y quienes están encargados de administrar el sistema. En [20] recomiendan disponer de al menos dos nodos por organización para garantizar disponibilidad y redundancia.

A su vez, UTE debe poder tener los permisos para registrar a los puntos de carga en la red. Por lo tanto, para este caso de uso es conveniente utilizar una red privada, ya que no se hace indispensable una descentralización de la red.

El registro de los SAVE en el sistema tiene que ser solicitado a UTE, es decir tiene que ser un acceso permissionado a la red. A su vez, los usuarios que quieran ingresar a la red pero no sean propietarios de un SAVE también deben solicitar a UTE para validar un usuario en el sistema.

Ya se mencionó que UTE y el Despacho de Cargas serán nodos validadores en la red. Sin embargo, queda por definir el rol de los SAVE en la red. En el prototipo de SAVE desarrollado por [76], se intenta integrar al punto de carga con una red blockchain utilizando Hyperledger Fabric. Hyperleder Fabric es una plataforma desarrollada por la Fundación Linux que permite crear redes blockchain privadas. En el trabajo se realizó una prueba de levantar un nodo en la Raspberry Pi (computadora del SAVE) y la misma quedó muy lenta para ejecutar procesos, por lo que concluyeron que Raspberry Pi no tiene las capacidades adecuadas para formar parte de la red como nodo. Sin embargo, plantean incorporar a los SAVE como light client en la red blockchain. Como se detalla en el capítulo 2, un light client es un dispositivo que interactúa con la blockchain pero no tiene las características ni los requerimientos de un nodo.

## **6.4. Comunicación del SAVE y la blockchain**

El objetivo de los puntos de carga que estén incorporados al sistema es poder ejecutar el cronograma de carga definido por el sistema. Por lo tanto, debe existir una comunicación entre el SAVE y la blockchain, que se comporta como un sistema central. Como ya se mencionó en el capítulo 3, varios fabricantes de SAVE han adoptado el protocolo OCPP como protocolo de comunicación entre el equipo y un sitio central, por lo que es deseable que el sistema de coordinación sea compatible con este protocolo.

La última versión del protocolo es la 2.0.1, finalizada en 2020 [62]. En el protocolo se estandarizan formatos de transacciones, notificaciones, manejo de errores y distintas comunicaciones entre la Estación de Carga (EC; varios SAVE componen una estación de carga), el Operador de la Estación de Carga (OEC), el Sistema de Gestión de estación de carga (SG o CSMS por sus siglas en inglés), entre otros. A continuación se describen algunas de las características del protocolo OCPP 2.0.1 que deben incluirse en la aplicación

blockchain, las que se organizan en distintos bloques funcionales.

#### 6.4.1. Autorización

En este bloque se describen todas las funcionalidades relacionadas a autorizaciones.

Se define a un IDTokenType, el cual contiene el identificador para la autorización de un usuario, el cual puede ser un string en combinación con otro tipo de dato.

Para el caso en que varios usuarios utilicen un mismo punto de carga (por ejemplo una familia o una empresa), se puede utilizar el elemento opcional groupIdToken el cual define un grupo entre varios ID Tokens. Por lo tanto, se puede autorizar una acción mediante un Token y terminar dicha acción mediante otro Token del mismo grupo.

El protocolo permite autorización mediante varios mecanismos como RFID, tarjeta de crédito/débito, códigos PIN, mediante transacción por el SG entre otros. En particular, esté último mecanismo es el que se debe implementar en la Aplicación SAVE. En la figura 32 se muestra un ejemplo con el proceso de autorización.

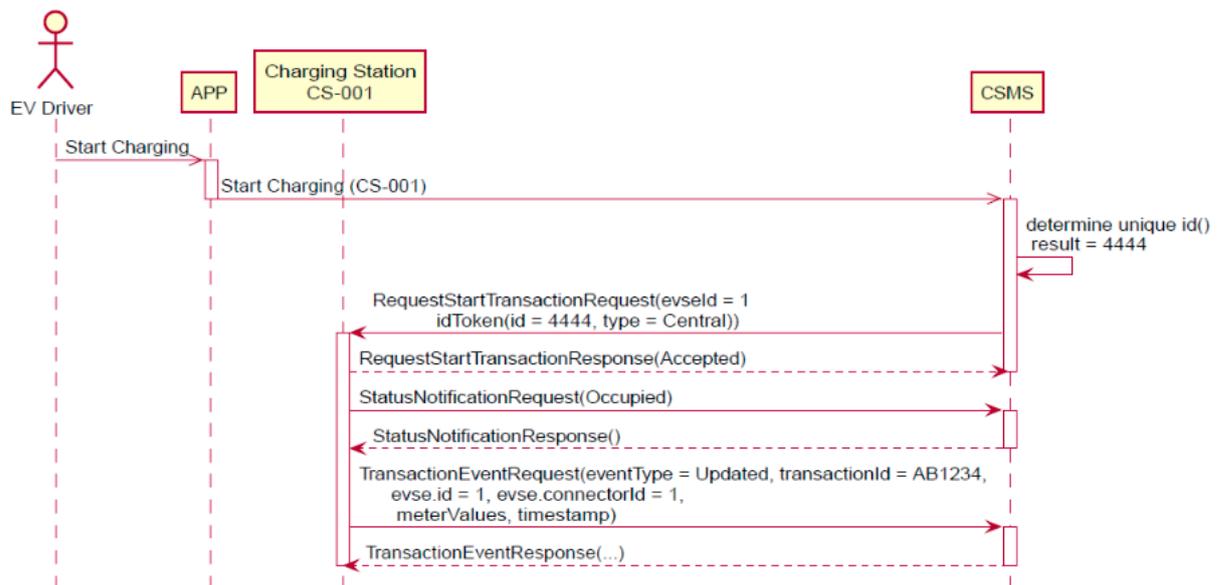


Figura 32: Proceso de autorización de carga realizado por un sistema central. Obtenido de [62]

#### 6.4.2. Disponibilidad

En este bloque se especifica cómo se debe informar al SG si una Estación de Carga o punto de carga está disponible para ser usado. A su vez, permite notificar al SG y

deshabilitar una EC o un punto de carga, cuando existen problemas o se deba hacer mantenimiento.

### 6.4.3. Medidas de energía

En este bloque se describen distintas modalidades para enviar los datos del medidor de energía al SG, por ejemplo cada cierto intervalo de tiempo o solo cuando el SAVE no esté realizando transacciones.

Una posibilidad para el sistema de coordinación es definir que el SAVE envíe los datos del medidor, cada 15 minutos por ejemplo, y esa información la Aplicación SAVE la envíe al contrato inteligente 2, para poder calcular los beneficios económicos.

### 6.4.4. Carga inteligente

El bloque de carga inteligente permite distintas modalidades de carga como pueden ser por ejemplo:

- Balance local dentro de la estación de carga
- Responder a señales de precios externas
- Carga inteligente central

El sistema de coordinación se puede implementar con la última opción. En la figura 33 se muestra el esquema de un control inteligente central.

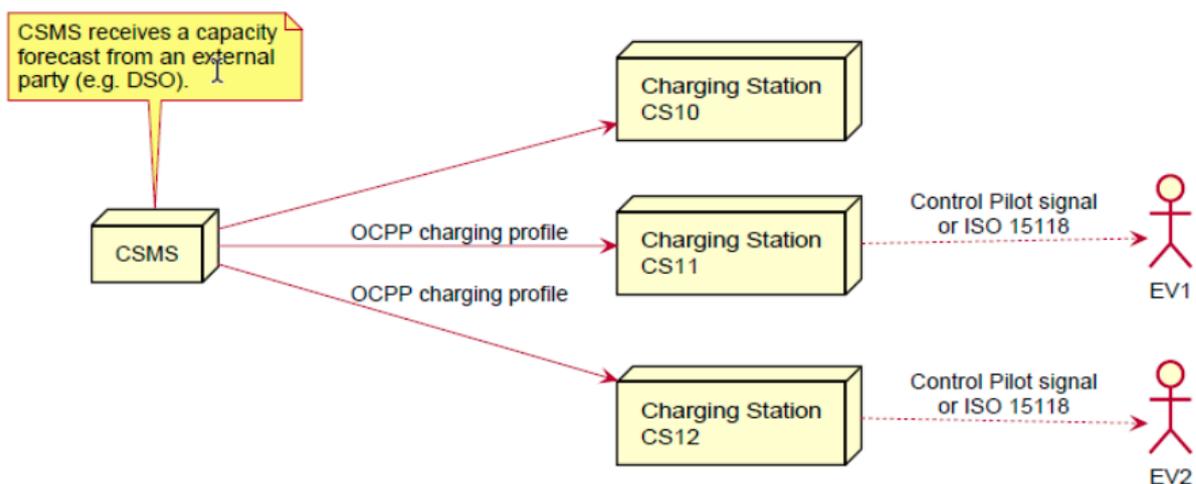


Figura 33: Carga inteligente centralizada por el sistema de gestión de SAVE's. Obtenido de [62]

En la figura 34 se muestra un ejemplo de perfil de carga. Se puede ver que se definen tres períodos cada uno con su máximo consumo. En el caso del sistema de coordinación se tendrían dos períodos en un día; en uno el perfil estaría limitado a 0 mientras que en el otro período del día, el horario coordinado, se tendría la potencia máxima de carga.

<b>ChargingProfile</b>			
chargingProfileId	<b>100</b>		
stackLevel	<b>0</b>		
chargingProfilePurpose	<b>TxDefaultProfile</b>		
chargingProfileKind	<b>Recurring</b>		
recurrencyKind	<b>Daily</b>		
chargingSchedule	<i>(List of 1 ChargingSchedule elements)</i>		
	<b>ChargingSchedule</b>		
	duration	<b>86400 (= 24 hours)</b>	
	startSchedule	<b>2013-01-01T00:00Z</b>	
	chargingRateUnit	<b>W</b>	
	chargingSchedulePeriod	<i>(List of 3 ChargingSchedulePeriod elements)</i>	
		<b>ChargingSchedulePeriod</b>	
		startPeriod	<b>0 (=00:00)</b>
		limit	<b>11000</b>
		numberPhases	3
		<b>ChargingSchedulePeriod</b>	
		startPeriod	<b>28800 (=08:00)</b>
		limit	<b>6000</b>
		numberPhases	3
		<b>ChargingSchedulePeriod</b>	
		startPeriod	<b>72000 (=20:00)</b>
		limit	<b>11000</b>
		numberPhases	3

Figura 34: Ejemplo perfil de carga. Obtenido de [62]

Una vez que se determina un perfil de carga por el SG, el proceso de carga bajo esta modalidad, según se muestra en la figura 35, es el siguiente:

- 1 - Luego de que el usuario ha sido autorizado, el SAVE determina la potencia máxima
- 2 - El VE comienza la carga y se envía una TransactionEventRequest al SG
- 3 - El SG responde con una TransactionEventResponse
- 4 - Luego como opcional el procedimiento permite que el SG aplique una condición adicional, mediante un SetChargingProfileRequest

5 - El SAVE responde con un SetChargingProfileResponse

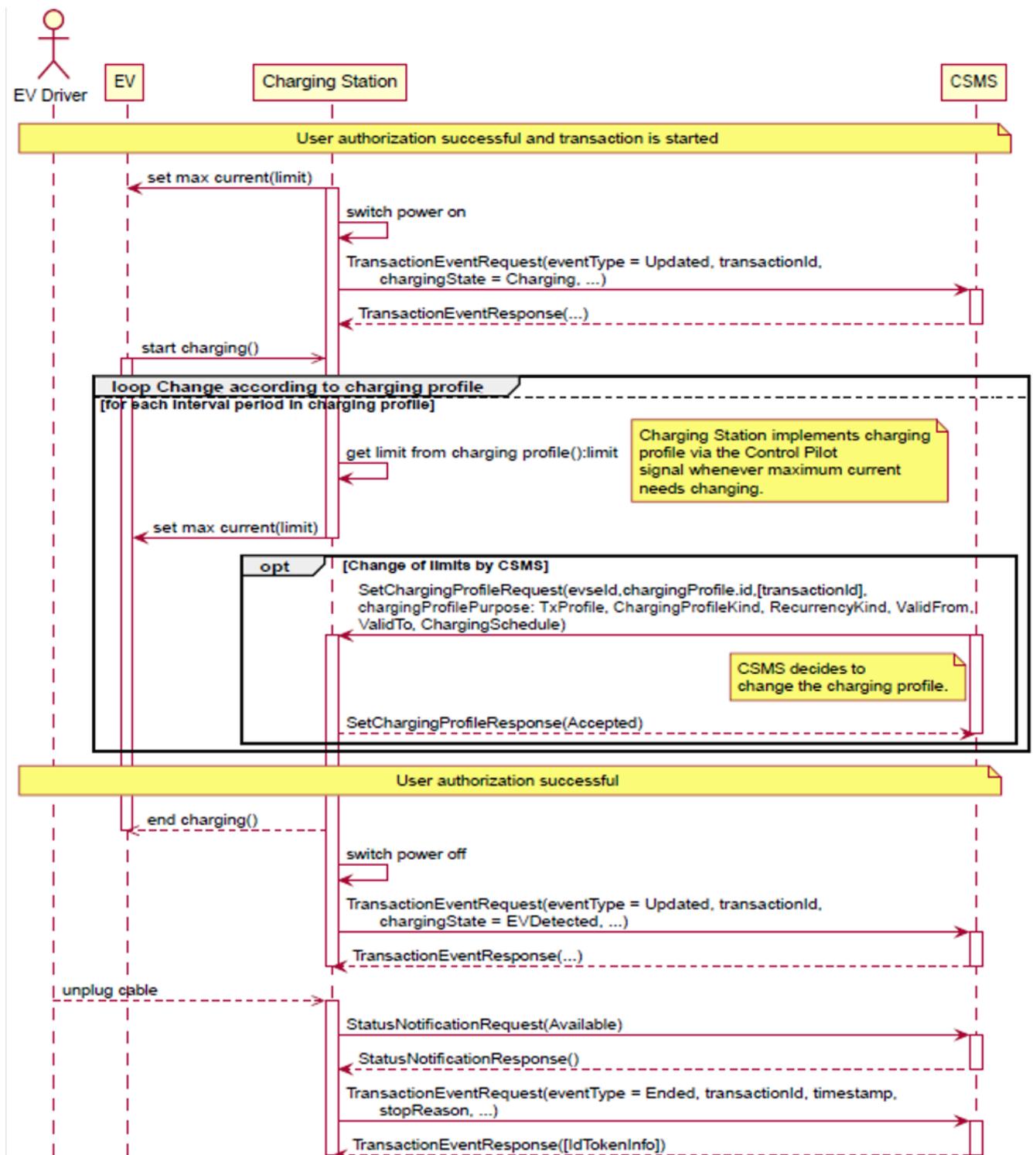


Figura 35: Procedimiento de carga inteligente según perfil de carga central. Obtenido de [OCPP] [62]

La Aplicación SAVE del sistema de coordinación debe acceder a los cronogramas diarios guardados en la blockchain y enviarlo al SAVE en el formato correspondiente indicado por el protocolo.

#### 6.4.5. Reserva

Este bloque también permite reservar un SAVE por un usuario. El usuario emite una solicitud de reserva en determinada EC o SAVE y el SG se comunica con la EC o el SAVE para efectuar la reserva. En la figura 36 se muestra el proceso de reserva.

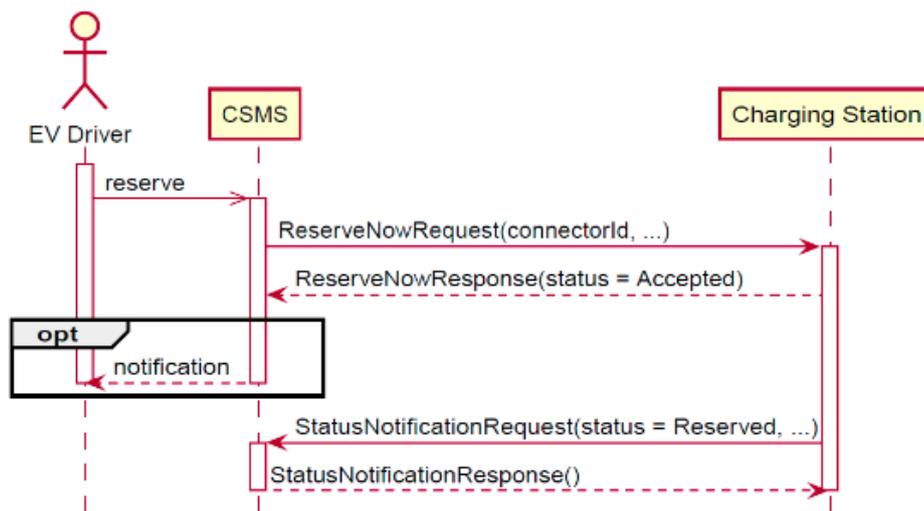


Figura 36: Proceso de reserva de SAVE. Obtenido de [62]

## 6.5. Aplicación usuario VE

Se debe desarrollar una aplicación que será la interfaz con los usuarios de VE. Esta aplicación debe tener las funcionalidades detalladas en la sección 4.2. Puede ser una aplicación web o móvil.

Todas las comunicaciones que mantendrá la aplicación serán con los componentes que forman el sistema central, los cuales son los nodos de la plataforma blockchain. La interacción con la blockchain debe implementarse a través de la SDK, como se analizó en la sección 6.1.

## 6.6. Contratos inteligentes

Para el funcionamiento de la lógica de la plataforma se deben desarrollar dos contratos inteligentes, según los requerimientos que se vieron en la sección 4.1.

El contrato inteligente 1 se encarga de recibir los consumos energéticos que tendrá cada SAVE y comunicarlos al sistema del Despacho de Cargas. Luego debe recibir de este último la curva de carga óptima. Con esta información consulta la base de datos de UTE sobre el estado de la red de distribución (factores de simultaneidad y ubicación de SAVE's en las subestaciones) y calcula los cronogramas de todos los puntos de carga y los registra en la blockchain. Finalmente, se envía el cronograma final a la cuenta de cada SAVE (la aplicación SAVE luego consultará estos cronogramas para ejecutar la carga).

Por otro lado, se debe crear un segundo contrato inteligente el cual es el responsable de registrar los consumos de energía de cada SAVE y calcular las bonificaciones y penalizaciones correspondientes. Para esto, el contrato inteligente 2 escucha los datos de medida que envía la aplicación SAVE (detallada en la sección 6.4.3) y finalmente registra en la blockchain los consumos de energía diarios, las bonificaciones y las penalizaciones de cada SAVE.

## 7. Conclusiones

En este trabajo se realizó un análisis sobre las posibles aplicaciones de la tecnología blockchain en el sector eléctrico uruguayo. Se hizo una evaluación de las distintas aplicaciones de la tecnología en el sector energético en base a la bibliografía disponible.

Se identifica a las aplicaciones de gestión de la demanda como las que mejor se pueden adecuar a las necesidades y características del sistema eléctrico en Uruguay. En particular, el sector de la movilidad eléctrica se presenta, a nivel mundial y en Uruguay, como un desafío para la estabilidad y operación del sistema eléctrico y como una posible oportunidad para lograr sinergias mediante aplicaciones de gestión de la demanda.

Teniendo en cuenta esto y en base a las aplicaciones de la tecnología blockchain en el sector energético, se diseña un sistema de coordinación de cargas de VE aplicado a la realidad del sistema eléctrico uruguayo. El sistema propuesto consiste en una plataforma blockchain en la cual participan los usuarios de VE, UTE y el Despacho de Cargas y, mediante la utilización de una aplicación los usuarios de VE pueden compartir la información de carga de su VE con el sistema con el fin de optimizar los recursos y poder agendar su carga en el momento óptimo para el sistema eléctrico en su conjunto.

De esta manera, los usuarios de VE que voluntariamente se adhieran al sistema tendrán bonificaciones económicas en la tarifa de carga. A su vez, se logra optimizar el uso de la infraestructura eléctrica y los recursos energéticos disponibles en el sistema.

Se realiza un análisis cualitativo sobre la conveniencia de desarrollar el sistema de coordinación propuesto mediante la tecnología blockchain. Como resultado se muestra que es beneficioso el uso de una plataforma blockchain, siendo uno de los principales argumentos la conveniencia de conciliar los datos aportados por los distintos SAVE's (actores no confiables) con los datos de UTE, sin la necesidad de incorporar a los SAVE's equipos de medida adicionales propiedad de UTE.

Se realiza una evaluación económica del sistema propuesto utilizando la herramienta SimSEE. Para esto se hicieron simulaciones del sistema eléctrico en el año 2035, que es donde se espera tener una gran cantidad de penetración de VE en Uruguay, considerando dos escenarios. El primer escenario (escenario base) toma como hipótesis que la carga de VE se realiza de manera descoordinada, y considerando la tarifa actual de movilidad eléctrica en donde el horario más económico comienza a las 0 horas, por lo que a dicha hora se genera un pico de consumo asociado a la carga de VE. El segundo escenario considera que se aplica el sistema de coordinación propuesto. De esta manera, la carga de VE se realiza en los momentos del día de tal forma que se minimiza el costo de abastecimiento

de la demanda.

Los resultados de la simulación muestran que con la implementación del sistema se pueden ahorrar en valor esperado unos 100 millones de dólares en el período comprendido entre el 2022 y el 2035. A su vez, en el escenario con el sistema de coordinación se logra reducir la potencia pico un 2,7% con respecto al escenario base.

Con respecto a la potencia instalada, en el escenario con el sistema de coordinación se logra incorporar mayor cantidad de fuentes eólica y solar, mientras que se reduce a la mitad la potencia instalada de fuentes térmicas. Esto era esperable ya que la capacidad de coordinar las cargas le da mayor flexibilidad al sistema eléctrico. Consecuentemente, con la implementación del sistema propuesto, se tiene que la energía a partir de fuentes térmicas generada en el período de simulación es menor, y por lo tanto, además de ser beneficioso desde el punto de vista de las emisiones de gases de efecto invernadero, se profundiza la independencia del sistema de los combustibles fósiles, los que afectan la variabilidad y sensibilidad del CAD asociado a la incertidumbre en el precio del mismo.

Por lo tanto, desde el punto de vista económico del sistema eléctrico se concluye que la gestión de las cargas de VE con el sistema de coordinación propuesto es beneficiosa.

Por otro lado, se realiza un estudio del impacto de la carga descoordinada de los VE (escenario base) en el año 2035. Se realiza un estudio de las redes eléctricas evaluando posibles congestiones en los cables y en las subestaciones, considerando las capacidades de la infraestructura actual. Del análisis se concluye que, para las hipótesis consideradas, no se tendrán problemas de sobrecarga en los transformadores de las subestaciones. Sin embargo, es razonable pensar que la carga descoordinada de VE generará problemas en los cables de las redes de baja tensión del distribuidor. Estos problemas están asociados a caídas de tensión mayores a las máximas admisibles. Luego, se simuló la implementación del sistema de coordinación en la red de distribución analizada y se obtuvo como resultado una mejora significativa con respecto al escenario base.

Por lo tanto, la utilización del sistema de coordinación de cargas de VE mitiga los efectos de congestión en las redes de distribución y puede diferir algunas inversiones en las redes eléctricas.

Finalmente, como conclusión del trabajo se tiene que el desarrollo de la movilidad eléctrica en el país requerirá medidas para evitar que se tengan problemas en las redes eléctricas y la incorporación de nuevas tecnologías para mitigar estos problemas pueden ser soluciones efectivas.

## 8. Anexo

En esta sección se realiza una evaluación del error que se tiene con el modelo utilizado de carga puntual equivalente en la sección 5.3. En la figura 25 se muestra el unifilar del ramal de estudio del municipio E.

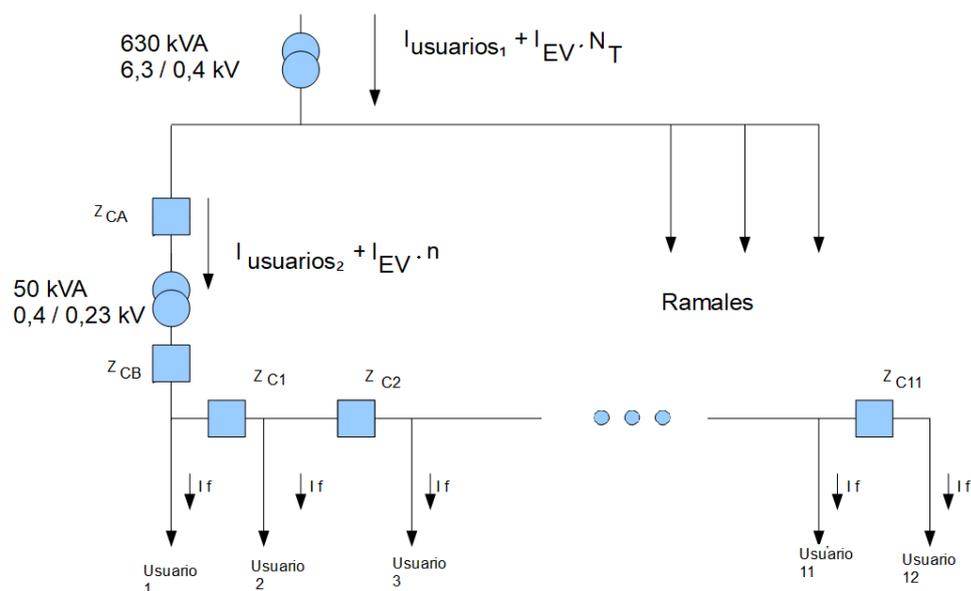


Figura 37: Ramal tipo distribuido municipio E. Elaboración propia.

A continuación se calcula la caída de tensión que se tiene en el final de la línea (usuario 12) y se compara con el resultado de la sección 5.3.

La caída de tensión queda determinada por la ecuación 12 donde se asumen las siguientes hipótesis:

1- La corriente asociada al consumo de todos los usuarios de la subestación no se ve afectada por la caída de tensión. Solo se utilizan los porcentajes de carga de los transformadores, por lo que se asume que la corrientes quedan determinada según las ecuaciones:

$$I_{usuarios_1} = \frac{S_{nomTR1} \cdot \%carga}{\sqrt{3}U_n} \text{ y } I_{usuarios_2} = \frac{S_{nomTR2} \cdot \%carga}{\sqrt{3}U_n}$$

2- Para el cálculo de la corriente de cada cargador se asume una caída de tensión media. Se utiliza la caída de tensión de una carga puntual equivalente calculada en la sección 5.3. Por lo tanto, la corriente de todos los cargadores queda determinada por :

$$I_{VE} = \frac{S_{VE}}{\sqrt{3}U_n \cdot (1 - \Delta U)}$$

La ecuación 12 queda de la siguiente manera:

$$\Delta U = Z_{TR_1}(I_{usuarios_1} + I_{VE} \cdot N_T) + (Z_{TR_2} + Z_{CA} + Z_{CB})(I_{usuarios_2} + I_{VE} \cdot n) + \sum_1^{11} Z_{C_i}(n-i) \cdot I_f$$

[Ec.12]

Donde  $I_f = \frac{I_{usuarios}}{12} + I_{VE}$ ,  $N_T$  es la cantidad total de cargadores en la subestación y  $n$  es la cantidad de cargadores en el ramal de estudio, que en este caso es 12.

$$I_{usuarios_1} = \frac{S_{usuarios_1}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, I_{usuarios_2} = \frac{S_{usuarios_2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \text{ y } I_{VE} = \frac{S_{VE}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot (1 - \Delta U)}$$

Los resultados de la caída de tensión en el extremo del cable se muestran en el cuadro 14 y se comparan con la caída de tensión equivalente de una carga puntual.

Hora	Modelo carga equivalente (%)	Final de línea (%)
0	14,4	17,1
1	10,3	12,2
2	2,2	2,0
3	2,1	1,9
4	2,1	1,9
5	2,2	2,0

Cuadro 14: Comparación cálculos caída de tensión (% con respecto a tensión nominal) subestación del municipio E. Elaboración propia.

Como se puede ver, existe una diferencia entre el modelo de carga equivalente y el cálculo en la punta del cable. Sin embargo, para los efectos de la demostración de la sección 5.3 esta diferencia no afecta los resultados.

## 9. Referencias bibliográficas

### Referencias

- [1] Academy, bit2me. ¿Qué es SHA-256? [On line]. [Consultado: 23 de noviembre 2020]. Disponible en: <https://academy.bit2me.com/sha256-algoritmo-bitcoin/>
- [2] A. Chen, K. Pankaj. Advancements in battery technology: a state-of-the-art review. IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, 2016, pp. 1-10, doi: 10.1109/IAS.2016.7731812.
- [3] A. Ahasan, S. Motakabber, M. Ibrahimy . A comparative study of electrochemical battery for electric vehicles applications. 2019 IEEE International Conference on Power, Electrical, and Electronics and Industrial Applications (PEEIACON) 29 November - 01 December, 2019, Dhaka, Bangladesh.
- [4] ADME. [On line]. [Consultado el 5 de julio de 2020].Disponible en: [adme.com.uy](http://adme.com.uy)
- [5] A. Gutiérrez, E. de Almeida, C. Porrini, M. Romero, S. Ortelli, G. Cazes, A. Bandeira, D. Moreira, J. Cataldo. Pronósticos operativos de energía eólica, para la gestión de los sistemas eléctricos en la Región.. ENERLAC. Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe, [S.l.], v. 2, n. 1, p. 28-41, [On line] sep. 2018. [Consultado: 24 de abril 2022]. Disponible en: <http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/57>
- [6] A. Lei, H. Cruickshank, Y. Cao, P. Asuquo, C.P.A. Ogah, Z. Sun. Blockchain-based dynamic key management for heterogeneous intelligent transportation systems. IEEE Internet Things J. 4 2017.
- [7] A. Malik, J. Ravishankar. A Review of Demand Response Techniques in Smart Grids. IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2016, <http://dx.doi.org/10.1109/EPEC.2016.7771745>
- [8] A. Miglani, N. Kumar, V. Chamola y S. Zeadally. Blockchain for Internet of Energy Management: Review, solutions, and challenges. [On line] Computer Communications, 2020. [Consultado 2 de abril 2020]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.comcom.2020.01.014>

- [9] B.P. Hayes, S. Thakur y J.G. Breslin. Co-simulation of electricity distribution networks and peer to peer energy trading platforms. [On line]. *Electrical Power and Energy Systems*, 2019. [Consultado 11 de abril 2020]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105419>
- [10] C. Correa, L. Di Chiara. Beneficios de la electrificación: Estudio del caso del transporte colectivo eléctrico en Uruguay. BID Nota Técnica N<sup>o</sup> IDB-TN-01958. Agosto, 2020.
- [11] China Academy of Information and Communication Technology y Trusted Blockchain Initiatives. *Blockchain White Paper*. 2018.
- [12] Cloud Standards Customer Council. *Cloud Customer Architecture for Blockchain*. [On line], 2017. [Consultado 10 de octubre 2020]. Disponible en: [Cloud Customer Architecture for Blockchain \(omg.org\)](http://CloudCustomerArchitectureforBlockchain.omg.org)
- [13] C. Mulligan, J. Zhu Scott, S. Warren y J. Rangaswami. *Blockchain Beyond the Hype: A Practical Framework for Business Leaders*. [On line]. Abril 2018. [Consultado 10 de octubre 2020]. Disponible en: [http://www3.weforum.org/docs/48423\\_Whether\\_Blockchain\\_WP.pdf](http://www3.weforum.org/docs/48423_Whether_Blockchain_WP.pdf)
- [14] C. Pop, T. Cioara, M. Antal, I. Anghel, I. Salomie, and M. Bertoncini. "Blockchain based decentralized management of demand response programs in smart energy grids,". *Sensors*, vol. 18, no. 2, p. 162, Jan. 2018.
- [15] C. Risso. Benefits of demands control in a smart-grid to compensate the volatility of non-conventional energies. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, no. 93, 2019.
- [16] C. Zozaya, J. Incera y A. Lidia Franzoni. BLOCKCHAIN: UN TUTORIAL. *Estudios* 129, pp. 113-126, vol. xvii, verano 2019. Doi: 10.5347/01856383.0129.000294417
- [17] D. Macrinici, C. Cartofeanu, S. Gao. Smart contract applications within blockchain technology: A systematic mapping study. *Telematics and Informatics* 35, 2018.
- [18] D. OrazgaliyVE, Y. Lukpanov. I. A. Ukaegbu, S. K. Nunna. Towards the Application of Blockchain technology for Smart Grids in Kazakhstan. *International Conference on Advanced Communications Technology(ICACTION)*, 2019.

- [19] D. Sikeridis, A. Bidram, M. Devetsikiotis y M. J. Reno. A Blockchain-Based Mechanism for Secure Data Exchange in Smart Grid Protection Systems. 2020 IEEE 17th Annual Consumer Communications & Networking Conference, 2020.
- [20] D. Sparer, M. Günther, C. Heyer. A multi light node blockchain architecture. [On line] 2020. [Consulta: 16 de mayo 2022] Disponible en: [https://www.silicon-economy.com/wp-content/uploads/Whitepaper\\_Blockchain\\_Europe.pdf](https://www.silicon-economy.com/wp-content/uploads/Whitepaper_Blockchain_Europe.pdf)
- [21] E. Cornalino, P. Soubes, J. Palacio, M. C. Alvarez, E. Coppes, G. Casaravilla, R. Chaer. Handling the intermittence of wind and solar energy resources, from planning to operation. Uruguays success. 36th USAEE/IAEE North American Conference, Washington DC, USA, 23-26 sep, page 1-5- 2018
- [22] E. de Almeida, A. Gutiérrez, S. Camargo. Pronóstico de energía eólica en Uruguay para horizontes temporales de corto plazo en base a modelo numérico de mesoescala y redes neuronales artificiales. ENERLAC. Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe, [S.l.], v. 4, n. 1, p. 32-43, [On line] jun. 2020. ISSN 2631-2522. [Consultado 22 de abril 2022]. Disponible en: <http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/117>
- [23] E. Mereles, J. Ortellado. Tesis de grado: Uso del blockchain en la administración pública. Universidad de la República, Facultad de Ingeniería. Montevideo, Uruguay, 2019.
- [24] E. Munsing, J. Mather y S. Moura. Blockchains for Decentralized Optimization of Energy Resources in Microgrid Networks. Proc. IEEE Conf. Control Technol. Appl. (CCTA), Aug. 2017, pp. 2164-2171.
- [25] Ethereum. [On line]. [Consultado: 12 de enero 2020]. Disponible en: <https://ethereum.org/en/>
- [26] E2BIZ Consultores. Estudio Escenarios de Usos Futuros de la Electricidad Capítulos Transporte y Residencial. 2016.
- [27] F. Arismendi, A. Gigena Fernández, A. Mosto Silvestri, J. Carriquiry, M. Vignolo. Baterías en vehículos eléctricos conectados a la red. 2021 IEEE URUCON, Montevideo, Uruguay, 24-26 nov, page 411-416- 2021.

- [28] F. Lombardi, L. Aniello, S. De Angelis, A. Margheri, V. Sassone. A Blockchain-based Infrastructure for Reliable and Cost-effective IoT-aided Smart Grids. *Living in the Internet of Things: Cybersecurity of the IoT*, 2018.
- [29] G. Casaravilla. Modelo simple para la planificación de inversiones de generación eléctrica. Reporte Técnico N°5. Grupo GEE- Departamento de Potencia - Instituto de Ingeniería Eléctrica Universidad de la República. Uruguay, Setiembre 2021. [On line]. [Consulta: 15 de mayo 2022] Disponible en: <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/>
- [30] G. Tsaousoglou, K. Steriotis, N. Efthymiopoulos, P. Makris y E. Varvarigos. Truthful, Practical and Privacy-Aware Demand Response in the Smart Grid via a Distributed and Optimal Mechanism. *IEEE Transactions on Smart Grid* PP. 1-1, 2020. DOI:10.1109/TSG.2020.2965221
- [31] IEA, Global electric passenger car stock, 2010-2020, IEA, Paris. [On line]. [Consultado: 15 de agosto 2021]. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electric-passenger-car-stock-2010-2020>
- [32] Instituto Nacional de Estadística, Uruguay. Censo 2011. [On line]. [Consultado: 22 de diciembre 2020]. Disponible en: <https://www.ine.gub.uy/censos-2011>
- [33] Intendencia Municipal de Montevideo. Estudio sobre el funcionamiento del sector del transporte por aplicaciones y sus consecuencias en el sector de transporte oneroso de pasajeros en la ciudad de Montevideo. [On line]. IMM, 2019. [Consultado: 20 de febrero 2021]. Disponible en: [https://montevideo.gub.uy/sites/default/files/biblioteca/informefinaltoneroso12032019\\_0.pdf](https://montevideo.gub.uy/sites/default/files/biblioteca/informefinaltoneroso12032019_0.pdf)
- [34] Intendencia Municipal de Montevideo. Informe sobre tarifas y subsidios a usuarios del sistema de transporte público de pasajeros de Montevideo: los cambios implementados y sus consecuencias. [On line]. IMM. 2020. [Consultado: 21 de febrero 2021]. Disponible en: <https://montevideo.gub.uy/sites/default/files/biblioteca/imsubsidiosaltransportedigital.pdf>
- [35] Intendencia Municipal de Montevideo, Unidad de Estadística, Servicio de Gestión Estratégica, Departamento de Desarrollo Sostenible e Inteligente. Información física y sociodemográfica por Municipio. [On

- line]. IMM. 2018. [Consultado: 22 de marzo 2022]. Disponible en: <https://montevideo.gub.uy/sites/default/files/biblioteca/informetipomunicipio2019vf.pdf>
- [36] IRENA. Renewable capacity highlights. International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020. [On line]. [Consultado: 22 de marzo 2022]. Disponible en: [irena.org](http://irena.org).
- [37] J. Guerrero , A. C. Chapman, y G. Verbić. Decentralized P2P Energy Trading under Network Constraints in a Low-Voltage Network. [On line]. Arxiv, 2018. [Consultado: 22 de marzo 2022]. Disponible en: <https://arxiv.org/pdf/1809.06976.pdf>
- [38] J. Horta. Innovative paradigms and architecture for future distribution electricity networks supporting the energy transition. Artificial Intelligence [cs.AI]. Télécom ParisTech, 2018. English. < NNT : 2018ENST0022 > . < tel - 01998249 >
- [39] J. Horta, D. Kofman, D. Menga, and Mathieu Caujolle. 2018. Augmenting DER hosting capacity of distribution grids through local energy markets and dynamic phase switching. In e-Energy '18: The Ninth International Conference on Future Energy Systems, June 12–15, 2018, Karlsruhe, Germany. ACM, New York, NY, USA, 5 pages. [On line]. [Consultado el 21 de marzo 2022]. Disponible en: <https://doi.org/10.1145/3208903.3208937>
- [40] J. Horta, D. Kofman, D. Menga, and A. Silva. Novel market approach for locally balancing renewable energy production and flexible demand. Conference Paper · October 2017. DOI: 10.1109/SmartGridComm.2017.8340728
- [41] J. Horta, D. Kofman, D. Menga. Novel paradigms for advanced distribution grid energy management. [Research Report] Telecom ParisTech. (2016). hal-01659812
- [42] J. Kolb, M. AbdelBaky, R. H. Katz y D. E. Culler. Core Concepts, Challenges, and Future Directions in Blockchain: A Centralized Tutorial. ACM Comput. Surv. 53, 1, Article 9, 39 pages. [On line] February 2020. [Consultado el 21 de marzo 2022]. Disponible en: <https://doi.org/10.1145/3366370>
- [43] J. Sosa, M. Sacco, E. Buzarquis, D. Ríos, J. Suárez Pérez, M. del Mar Scavone. Guía para la Estandarización de la Movilidad Eléctrica en Paraguay. BID Nota Técnica N<sup>o</sup> IDB-TN-01958. [On line] Noviembre, 2020. [Consultado el 26 de abril de 2022]. Disponible en: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Guia-para-la-estandarizacion-de-la-movilidad-electrica-en-Paraguay-Para-vehiculos-terrestres.pdf>

- [44] K. E. Antoniadou-Plytaria, I. N. Kouveliotis-Lysikatos, P. S. Georgilakis y N. D. Hatziargyriou. Distributed and Decentralized Voltage Control of Smart Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, Vol. 8, No. 6, Noviembre 2017.
- [45] K. Inayata y S. O. Hwang. Load balancing in decentralized smart grid trade system using blockchain. *Journal of Intelligent & Fuzzy Systems* 35, 5901–5911, 2018. DOI:10.3233/JIFS-169832
- [46] K. Mannaro, A. Pinna, M. Marchesi. Crypto-trading: Blockchain-oriented energy market. *AEIT International Annual Conference, IEEE*, 2017.
- [47] K. Wüst and A. Gervais, "Do you Need a Blockchain?," 2018 Crypto Valley Conference on Blockchain Technology (CVCBT), 2018, pp. 45-54, doi: 10.1109/CVCBT.2018.00011
- [48] Lazard. Levelized cost of energy analysis - Version 14.0. Octubre, 2020.
- [49] M. Afzal, Q. Huang, W. Amin, K. Umer, A. Raza y M. Naeem. Blockchain Enabled Distributed Demand Side Management in Community Energy System With Smart Homes. *IEEE Access*, vol. 8, 2020.
- [50] M. Andoni, V. Robu, D. Flynn, S. Abram, D. Geach, D. Jenkins, P. McCallum, A. Peacock. Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (100) (143- 174), Elsevier, 2019.
- [51] M. Aneke y M. Wang. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. *Appl. Energy*, 179, pp. 350-377, 2016.
- [52] M. Gutiérrez, F. Halty, G. Mango. Sistema de Alimentación para Vehículos Eléctricos : Desarrollo del unidireccional y estudio del bidireccional. Tesis de grado. Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería [On line], 2020. [Consultado el 25 de abril 2022] Disponible en: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/25760>
- [53] Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay. Balance Energético Nacional 2018. MIEM, 2018.
- [54] Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay. Características del sector residencial. MIEM, 2013.

- [55] Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), Uruguay. Prospectiva de la demanda energética. MIEM, 2018.
- [56] M. K. Loganathan, C. Ming Tan, B. Mishra. Review and selection of advanced battery technologies for post 2020 era electric vehicles. 2019 IEEE Transportation Electrification Conference (ITEC-India).
- [57] M. Kuzlu, S. Sarp, M. Pipattanasomporn y U. Cali. Realizing the Potential of Blockchain Technology in Smart Grid Applications. IEEE, 2020.
- [58] M. L. Di Silvestre, P. Gallo, J. M. Guerrero, R. Musca, E. Riva Sanseverino, G. Sciumè, J. C. Vázquez y G. Zizzo. Blockchain for power systems: Current trends and future applications. Elsevier, 2020.
- [59] M. L. Di Silvestre, P. Gallo, M. Giuseppe Ippolito, E. Riva Sanseverino y G. Zizzo. A Technical Approach to the Energy Blockchain in Microgrid. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 14, 4792-4803, 2018.
- [60] M. Pereira, M. Toscano y P. Villar. Tesis de grado: Plataformas blockchain y escenarios de uso. Universidad de la República, Facultad de Ingeniería, 2019.
- [61] M. Rata, G. Rata, C. Filote, M.S. Raboaca, A. Graur, C. Afanasov, A.-R. Felseghi. The Electrical Vehicle Simulator for Charging Station in Mode 3 of IEC 61851-1 Standard. [On line] Energies 2020, 13, 176. [Consultado el 25 de abril 2022] Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en13010176>
- [62] Open Charge Alliance. Open Charge Point Protocol 2.0.1, versión 2.0.1 edición 2. [On line] 2017. [Consultado el 25 de abril 2022] Disponible en: <https://www.openchargealliance.org/>
- [63] O. Van Cutsem, D. Ho Dac, P. Boudou, M. Kayal. Cooperative energy management of a community of smart-buildings: A Blockchain approach. International Journal of Electrical Power Energy Systems, 117, 105643, 2020. <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2019.105643>
- [64] Pinheiro y Jacques. Smart Operation for Power Distribution Systems. ISBN 978-3-319-93921-6 ISBN 978-3-319-93922-3 (eBook), Springer, 2018 <https://doi.org/10.1007/978-3-319-93922-3>

- [65] Q. Wang y M. Su. Integrating blockchain technology into the energy sector— from theory of blockchain to research and application of energy blockchain. *Computer Science Review*, Volume 37, 2020. 100275, ISSN 1574-0137, <https://doi.org/10.1016/j.cosrev.2020.100275>.
- [66] R. Khalid, N. Javaid, A. Almogren, M. U. Javed, S. Javaid y M. Zuair. A Blockchain-Based Load Balancing in Decentralized Hybrid P2P Energy Trading Market in Smart Grid. *IEEEAccess*, 2020. Doi: 10.1109/ACCESS.2020.2979051
- [67] S. Bianchi, C. Pesce, M. Vignolo, M. Marinoni. Análisis regulatorio y tarifario para la recarga de vehículos eléctricos. *La justicia uruguaya. Doctrina, jurisprudencia y normativa*, Volume 82, Number T.159 N.4, page 1–10- Oct-Dec. 2021.
- [68] SEG Ingeniería. Indicadores energéticos 2021. [On line]. [Consultado el 17 de noviembre 2021] Disponible en: [https://www.segingeneria.com/wp-content/uploads/2021/11/Indicadores-Energ%C3%A9ticos\\_2110-1.pdf](https://www.segingeneria.com/wp-content/uploads/2021/11/Indicadores-Energ%C3%A9ticos_2110-1.pdf)
- [69] S. Hashemi y J. Østergaard. Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV. *IET Renewable Power Generation*, 2016. [On line]. [Consultado el 1 de julio 2020] Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/310834914\\_Methods\\_and\\_Strategies\\_for\\_Overvoltage\\_Prevention\\_in\\_Low\\_Voltage\\_Distribution\\_Systems\\_with\\_PV](https://www.researchgate.net/publication/310834914_Methods_and_Strategies_for_Overvoltage_Prevention_in_Low_Voltage_Distribution_Systems_with_PV)
- [70] SimSEE. [On line]. [Consulta: 21 de marzo 2022]. Disponible en: [www.simsee.org](http://www.simsee.org)
- [71] S. Montes de Oca, P. Monzón y P. Belzarena. Transactive energy for smart charge: Coordination of renewable generation and EVs smart charging. 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), Brisbane, Australia, 5-8 dec, page 1–5- 2021
- [72] S. Nakamoto. Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System, 2008. [On line]. [Consulta: 18 de setiembre 2020]. Disponible en: <https://bitcoin.org/bitcoin.pdf>
- [73] S. Thakur y J. G. Breslin. Peer to Peer Energy Trade Among Microgrids Using Blockchain Based Distributed Coalition Formation Method. *Technol Econ Smart Grids Sustain Energy* 3, 5 (2018). <https://doi.org/10.1007/s40866-018-0044-y>
- [74] T. Sardan. What is a light client. 2018. [On line]. [Consulta: 15 de mayo 2021] Disponible en: <https://www.parity.io/blog/what-is-a-light-client/#:~:text=Light%20clients%20are%20crucial%20elements,to%20sync%20the>

- %20full%20blockchain.
- [75] UTE. Movilidad eléctrica [On line]. [Consulta: 21 de marzo 2022]. Disponible en: <https://movilidad.ute.com.uy/carga.html>
- [76] V. Borges, D. Gonzáles, D. Irazoqui. Tesis de grado: Prototipo de un Sistema de Alimentación de Vehículo Eléctrico (SAVE). Universidad Católica del Uruguay. Montevideo, Uruguay, 2020.
- [77] V. Brilliantova, T.W. Thurner. Blockchain and the future of energy. *Technology in Society* 57, 2019.
- [78] V. Halty, R. Chaer, M. Vignolo. Valorization of the filtering capacity of intermittent energies in the future decarbonized matrix. 7th Latin America Energy Economics Meeting, Buenos Aires, Argentina, 10-12 mar, page 1–5- (2019). [On line]. [Consulta: 15 de mayo 2021] Disponible en: <https://ie.fing.edu.uy/publicaciones/2019/HCV19/>
- [79] X. Wu , B. Duan, Y. Yan y Y. Zhong. M2M Blockchain: The Case of Demand Side Management of Smart Grid. *IEEE 23rd International Conference on Parallel and Distributed Systems (ICPADS)*,pp. 810-813. 10.1109/ICPADS.2017.00113, 2017.
- [80] X. Xu, I. Weber, M. Staples. *Architecture for blockchain applications*. (ebook) ISBN : 978-3-030-03034-6, Springer, 2019.
- [81] X. Yang, G. Wang, H. He, J. Lu, and Y. Zhang. Automated demand response framework in ELNs: Decentralized scheduling and smart contract. *IEEE Trans. Syst., Man, Cybern., Syst.*, vol. 50, no. 1, pp. 5872, Jan. 2020.